

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

*DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CIVILE, CHIMICA, AMBIENTALE E DEI
MATERIALI*

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO

RELAZIONE DI PROVA FINALE

in

Ingegneria del Petrolio e del Gas Naturale T

**L'IMPORTANZA DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO
E LE PROSPETTIVE DEI RIGASSIFICATORI IN ITALIA**

CANDIDATO:

Damiano Ligabue

RELATORE:

Prof. Ezio Mesini

Anno Accademico 2014/2015

Sessione I

Ai miei genitori e a Gloria

INDICE

INTRODUZIONE	5
1 - STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE	8
<u>1.1 Scenario internazionale</u>	8
<u>1.2 Strategia Energetica Nazionale e scenario italiano</u>	10
<u>1.3 Decreto Legge “Sblocca Italia”</u>	15
<u>1.4 Roadmap 2050</u>	16
2 – BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE	20
<u>2.1 Il Bilancio Energetico Nazionale</u>	20
<u>2.2 I consumi primari di energia</u>	21
<u>2.3 Analisi andamento consumi primari 2012-2013</u>	24
<u>2.4 Analisi andamento consumi primari 2013-2005</u>	26
<u>2.5 I consumi finali di energia</u>	27
3 – L’IMPORTANZA DEL GAS NATURALE	31
<u>3.1 Cos’è il gas naturale</u>	31
<u>3.2 Prospettive del gas naturale</u>	32
<u>3.3 Gas non convenzionale</u>	35
4 - LA FILIERA DEL GAS NATURALE	37
<u>4.1 Caratteristiche petrofisiche della roccia serbatoio</u>	37
<u>4.2 Impianto di perforazione</u>	39
<u>4.3 Completamento del Pozzo</u>	42
<u>4.4 Impianti di trattamento del gas prodotto</u>	44
<u>4.5 Liquefazione del gas naturale</u>	51
<u>4.6 Trasporto del gas naturale via mare</u>	54
<u>4.6.1 Trasporto navi LNG</u>	58
<u>4.6.2 Trasporto navi CNG</u>	62
<u>4.6.3 Gas To Solid (GTS)</u>	67
<u>4.6.4 Gas To Liquid (GTL)</u>	69

5 – RIGASSIFICAZIONE	71
<u>5.1 Vaporizzatori ORV</u>	71
<u>5.2 Vaporizzatori SCV</u>	72
<u>5.3 Impianto Onshore</u>	73
<u>5.4 Impianto Offshore GBS</u>	74
<u>5.5 Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)</u>	75
6 – RIGASSIFICATORI IN ITALIA	79
<u>6.1 Rigassificatore di Panigaglia</u>	81
<u>6.2 Terminale Adriatic LNG</u>	87
<u>6.3 FSRU Toscana</u>	89
<u>6.4 Capacità rigassificazione Italiana e Mondiale</u>	91
<u>6.5 Prospettive Rigassificatori Italiani</u>	92
CONCLUSIONI	97
RINGRAZIAMENTI	100
BIBLIOGRAFIA	101

INTRODUZIONE

Il gas naturale, grazie alle sue caratteristiche energetiche, ambientali ed al suo stimolante prezzo di mercato, è stato soggetto a un incremento d'interesse sempre maggiore dal punto di vista commerciale e geopolitico. La sua combustione produce, essendo costituito prevalentemente da metano, soprattutto vapore acqueo ed anidride carbonica; inoltre essendo possibile la rimozione preventiva delle impurità contenenti zolfo, si possono risolvere i problemi di emissioni legati ai suoi ossidi. Esso, inoltre, si è affermato negli usi domestici per applicazioni fondamentali quali produzione di acqua calda sanitaria, alimentazione dei fornelli da cucina e riscaldamento delle abitazioni.

Il vantaggio che si lega al processo di rigassificazione e quindi al gas naturale liquefatto è la possibilità di diversificare le importazioni e di conseguenza la competitività legata al prezzo di acquisto. Il gas naturale liquefatto rappresenta quindi un'alternativa economica ai gasdotti che vincolano in modo rigido e monopolistico il paese che importa a quello che esporta e ai paesi che vengono attraversati dalla condotta stessa.

L'Italia, la cui produzione interna rappresenta una quota di poco superiore al 10% del fabbisogno nazionale e i cui giacimenti nel Mar Mediterraneo e Mar Ionio sono in rapido esaurimento, si trova, infatti, a combattere il grave problema della dipendenza degli approvvigionamenti di gas naturale da altri Paesi specialmente dalla Russia (45% del gas totale importato), Algeria (20 %), Olanda, Norvegia e Germania (11%) e Libia (9%)¹. Si cerca di far fronte a questa dipendenza differenziando la sua provenienza nel tentativo di evitare crisi internazionali che possano coinvolgere tali paesi esportatori e quindi comprometterne la fornitura.

Se si prende quindi in considerazione un tale scenario, la realizzazione degli impianti di rigassificazione risulta di fondamentale importanza sotto l'aspetto energetico ed economico, portando però con sé diverse problematiche legate ai rischi di esercizio di tali attività che trovano la forte opposizione di comunità locali. Va però sottolineato che il fatto che sussista una certa pericolosità non implica che non vi sia sicurezza

¹ Valori percentuale forniti dal Ministero dello Sviluppo Economico aggiornati al 2013 e i quali fanno riferimento al Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.

d'esercizio; tale questione deve essere affrontata attraverso meticolose valutazioni dei rischi e corrette comunicazioni alla popolazione.

Con il mio elaborato, ho voluto trattare nel primo capitolo la Strategia Energetica Nazionale e recepita con il decreto legge "Sblocca Italia" dal Governo nel 2014 per esplicitare in maniera chiara gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni, definendo le priorità d'azione sapendo d'agire in un contesto di libero mercato e nel quale si presentano logiche complesse e in continuo sviluppo, che richiederanno un processo regolare di monitoraggio e di aggiornamento degli scenari e degli obiettivi. Si tratta quindi di una Strategia atta a rispondere con flessibilità a futuri scenari e che allo stesso tempo getta le linee-guida per le azioni da intraprendere nel breve e medio periodo.

Nel secondo capitolo, proseguendo quindi il discorso della Strategia Energetica Nazionale, si tratta il Bilancio Energetico Nazionale dal quale si può constatare, nonostante il periodo di crisi economica che ancora rallenta i consumi, come il gas naturale rivesta un ruolo fondamentale nei consumi interni lordi del nostro Paese.

Nel terzo capitolo, dopo aver riportato le proprietà chimico- fisiche del gas naturale, si evidenzia la sua importanza e se ne dimostra in tutti gli scenari ipotizzati fino ad oggi il suo crescente ruolo per ciò che concerne i consumi interni lordi in questa fase di transizione energetica verso la green economy. Viene altresì citato il caso americano dello shale gas che di fatto sta rendendo gli USA indipendenti dalle importazioni estere di gas naturale.

Nel quarto capitolo è descritta la filiera del gas naturale, dalle indagini per la ricerca di rocce serbatoio, alla coltivazione del giacimento, al trattamento subito in post-estrazione fino ad arrivare alle alternative tecnologiche per il trasporto via mare di tale risorsa soffermando l'attenzione sul gas naturale liquefatto e su quello compresso.

Il quinto capitolo tratta il processo vero e proprio della rigassificazione analizzando le varie soluzioni per ciò che riguarda il tipo di vaporizzatori e di impianti utilizzati al momento.

Infine nel sesto capitolo sono descritti i tre impianti di rigassificazione presenti sul suolo italiano, sono presentati i piani approvati per i nuovi impianti da costruire e quelli ancora in fase di progetto. Da questi si auspica uno sfruttamento più cospicuo dell'LNG (Liquefied Natural Gas) che attualmente rappresenta solo il 10% del gas importato ma,

che con l'aprirsi di nuovi scenari quali la presenza sul mercato di nuovi paesi esportatori (per esempio USA), se ne prevede una rapida crescita nei prossimi anni.

1 - STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

1.1 Scenario internazionale

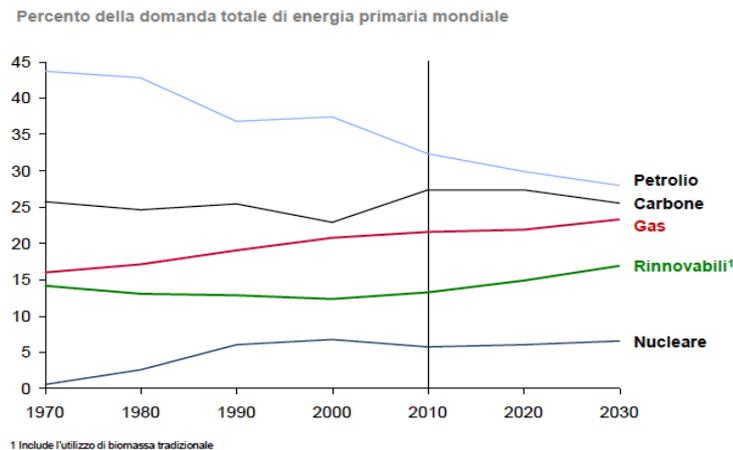
“L’energia è il cuore della nostra economia e della nostra società. Quando investiamo nella direzione dell’energia stiamo investendo nel nostro futuro. Al contrario, trascurando l’efficienza energetica e la catena degli approvvigionamenti, rischiamo di andare incontro a conseguenze profonde e irreversibili. Ecco perché è cruciale predisporre adeguati piani di sviluppo delle tecnologie e delle infrastrutture energetiche”²

L’energia è un elemento fondamentale per lo sviluppo economico e per i nostri stili di vita. Essa è, infatti, alla base di ogni cosa, dal riscaldamento delle nostre abitazioni all’alimentazione degli elettrodomestici che utilizziamo quotidianamente e perciò influisce sul benessere dell’uomo. Il sistema Terra in cui viviamo però è soggetto a continui cambiamenti che comprendono anche un aumento demografico cui fa seguito una richiesta di energia sempre maggiore.

Si prevede, infatti, che lo scenario globale nei prossimi 20-25 anni sarà caratterizzato da una domanda di energia crescente nel mondo (+35% al 2035), ma con un andamento molto diversificato tra diverse aree geografiche: sostanzialmente ‘piatta’ nei Paesi industrializzati e in forte aumento in quelli in via di sviluppo (+60%); per contro l’intensità elettrica (energia consumata per unità di PIL) è prevista diminuire del 1,8% nei prossimi 20 anni.

Tra le fonti energetiche, il gas naturale e le rinnovabili saranno sempre più in espansione a dispetto soprattutto del petrolio, mentre carbone e nucleare manterranno sostanzialmente la loro quota di mercato attuale.

² Queste sono le parole di Günther H. Oettinger, Commissario europeo per l’Energia, per delineare la sua visione di un’Europa low carbon



Andamento percentuale della domanda totale di energia primaria mondiale (Fonte: IEA World Economic Outlook 2012, scenario NPS)

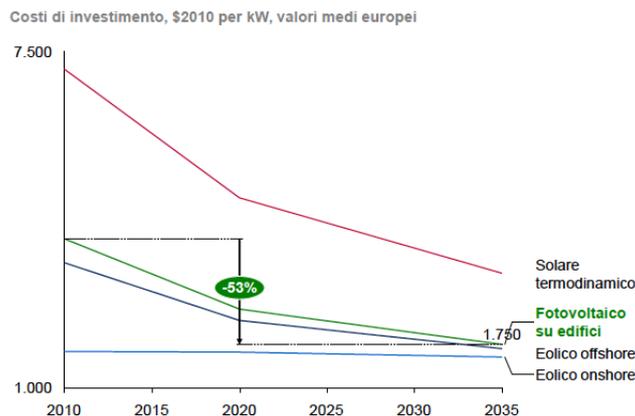
Come ci suggerisce la tabella soprastante, il petrolio sta perdendo progressivamente importanza relativa (si è passati da circa 45% di energia primaria negli anni '70 a poco più del 30% attuale e in previsione al 27% nel 2035), anche se il suo consumo in termini assoluti è previsto in crescita.

Il carbone è previsto in forte calo nei Paesi OCSE³ (si passerà dal 20% al 15% della domanda) ma sarà compensato dalla crescita soprattutto in Cina e India soprattutto nei prossimi 10 anni.

Il nucleare non prevede sviluppi nei Paesi OCSE mentre è in crescita in Paesi non-OCSE come Cina, Corea, India e Russi.

Per quanto concerne le rinnovabili si prevede che sarà la fonte che più di tutte crescerà maggiormente nei prossimi anni, sia in valore relativo sia in valore assoluto. Tale crescita è dovuta sia all'aumento della sensibilità nei riguardi delle tematiche ambientali ma soprattutto dall'attesa riduzione dei costi delle tecnologie nei prossimi 20 anni. Inoltre le rinnovabili rappresentano un'importante opportunità industriale, infatti sono attesi investimenti nel mondo fino a 6000 miliardi di dollari tra il 2012 e il 2035. Nonostante questa crescita il contributo delle rinnovabili all'energia primaria resterà limitato intorno al 18% rispetto alle fonti fossili tradizionali che insieme raggiungono una quota complessiva del 75%.

³ L'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE) è un'organizzazione internazionale di studi economici per i paesi membri, paesi sviluppati aventi in comune un sistema di governo di tipo democratico ed un'economia di mercato.



Previsione della riduzione dei costi delle tecnologie rinnovabili (Fonte: World Energy Outlook 2011)

Per quanto riguarda il gas la domanda globale è prevista in aumento, dai 3300 miliardi di metri cubi del 2010 agli oltre 5000 nel 2035. L'offerta crescerà parimenti con una sempre maggiore diversificazione geografica ed una maggior importanza del mercato GNL (gas naturale liquefatto). Un ruolo trainante avrà il cosiddetto gas 'non convenzionale' che tra vent'anni sarà previsto tra il 25% e il 27% della produzione mondiale anche se lo sviluppo di questa tecnologia in alcuni Paesi dipenderà dall'effettiva sfruttabilità delle riserve geologiche identificate e dalla soluzione delle problematiche ambientali. A titolo d'esempio si considerino gli Stati Uniti dove la rivoluzione dei gas 'non convenzionali' ha dispiegato i propri effetti permettendo loro di diventare autosufficienti e permettendo un crollo dei prezzi (7 €/MWh in USA rispetto ai 25 €/MWh in Europa). A tal proposito la situazione del gas in Europa è peculiare. È l'unica regione mondiale in cui è previsto un calo di produzione ed è quella in cui è previsto l'aumento più basso dei consumi, a causa della limitata crescita economica, delle politiche di efficienza energetica e dell'effetto di sostituzione delle rinnovabili. Ciononostante vi sarà la necessità di aumentare le importazioni di circa 190 miliardi di metri cubi nei prossimi 20 anni.

1.2 Strategia Energetica Nazionale e scenario italiano

La Strategia Energetica Nazionale è un documento definito nel 2013 con cui il nostro Paese si è dato degli obiettivi di sicurezza, di qualità, d'indipendenza e di economicità nel mondo dell'energia e degli aspetti collegati all'ambiente.

In un contesto macroeconomico difficile e incerto che ha risentito della congiuntura negativa che ha colpito soprattutto i paesi più industrializzati a partire dal 2007, tutti gli sforzi del Paese devono essere orientati verso la ripresa di una crescita sostenibile passando attraverso un miglioramento sostanziale della competitività del sistema economico italiano. A tal proposito il nostro sistema energetico deve giocare un ruolo chiave. Per farlo è necessario rispondere ad alcune importanti sfide quali l'abbattimento dei prezzi dell'energia per imprese e famiglie che sono superiori rispetto a quelli degli altri Paesi europei, garantire una sicurezza nell'approvvigionamento nei momenti di punta, specie per il gas, dovuta all'elevata dipendenza da fonti fossili d'importazione e affrontare le difficoltà economico-finanziarie di alcuni operatori del settore.

La nuova Strategia Energetica Nazionale s'incentra su quattro obiettivi principali:

- 1- Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei al 2020 e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta la competitività industriale italiana ed europea.
- 2- Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti dal Pacchetto Clima-Energia 2020 (il cosiddetto 20-20-20⁴)
- 3- Continuare a migliorare la nostra sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza dall'estero. Si ha quindi la necessità di migliorare la capacità di risposta a eventi critici e di ridurre il livello d'importazioni di energia che ad oggi costano al nostro Paese circa 62 miliardi di euro l'anno.
- 4- Favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico fornendo particolare attenzione alla crescita di tutti i segmenti dell'economia 'verde' di cui sarà importante sfruttare appieno il potenziale.

Nel medio-lungo periodo, cioè entro il 2020, per il raggiungimento degli obiettivi citati, la strategia si articola in sette linee di intervento con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione.

⁴ Il pacchetto clima-energia 20-20-20 consiste nella riduzione delle emissioni di gas serra del 20 %, alzare al 20 % la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e portare al 20 % il risparmio energetico; il tutto entro il 2020).

La prima priorità riguarda l'efficienza energetica che contribuisce alla riduzione dei nostri costi energetici, alla riduzione dell'impatto ambientale, al miglioramento della nostra sicurezza di approvvigionamento e alla riduzione della nostra dipendenza energetica. Attuando così una politica di efficienza energetica sarà assorbita in gran parte l'incremento atteso di domanda di energia al 2020 sia primaria sia di consumi finali.

La seconda linea di intervento riguarda la creazione di un mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo. È stimato che l'Europa nei prossimi 20 anni aumenterà significativamente l'importazione di gas (circa 190 miliardi di metri cubi secondo l'IEA⁵); per l'Italia questa potrebbe essere un'opportunità per diventare un importante crocevia per l'ingresso di gas dal Sud verso l'Europa a cui farebbe seguito un allineamento dei prezzi del gas a quelli europei nonché un incremento alla sicurezza di approvvigionamento grazie al potenziamento delle infrastrutture e alla liquidità del mercato.

Altro obiettivo primario è lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili. Il nostro Paese intende superare gli obiettivi di produzione fissati dal pacchetto clima-energia '20-20-20' allineando il livello degli incentivi ai valori europei e spingendo lo sviluppo dell'energia rinnovabile termica che presenta un buon potenziale di crescita e costi specifici inferiori a quella elettrica. Le rinnovabili, infatti, rappresentano un segmento centrale della *green economy* che viene sempre più considerata un'opportunità per la ripresa economica.

Lo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico sarà un'altra priorità della Strategia Energetica Nazionale la quale orienterà le sue scelte verso il mantenimento e lo sviluppo di un mercato elettrico libero con prezzi progressivamente convergenti a quelli europei e la piena integrazione, nel mercato e nella rete elettrica, della produzione rinnovabile.

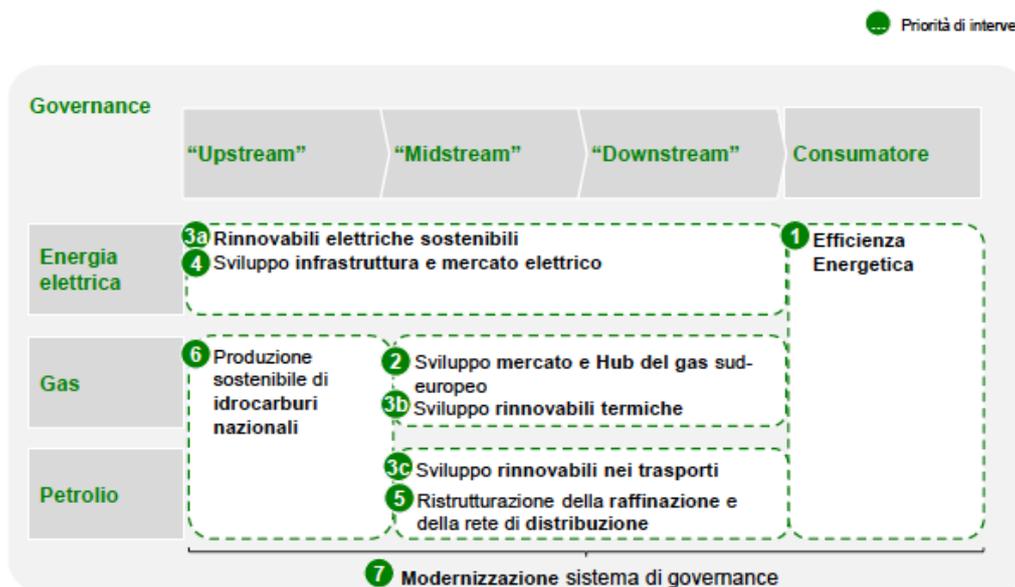
Si rende necessaria una ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti: il primo poiché è un settore in difficoltà che necessita di un assetto più competitivo e tecnologicamente avanzato per contrastare la sempre più forte

⁵ L'Agenzia internazionale dell'energia (AIE), in lingua inglese International Energy Agency (IEA), è un'organizzazione internazionale intergovernativa fondata nel 1974 dall'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE) in seguito allo *shock* petrolifero dell'anno precedente.

concorrenza da nuovi Paesi, il secondo va reso sempre più efficiente, competitivo e con più alti livello di servizio verso i consumatori.

La Strategia Energetica prosegue con il rilancio della produzione sostenibile d'idrocarburi nazionale. L'Italia dispone di ingenti riserve di gas e petrolio. Una parte importante di queste riserve è attivabile in tempi relativamente rapidi, portando a raddoppiare la produzione dall'attuale 8% a circa 16% del fabbisogno energetico primario in pochi anni; consentendo benefici in termini occupazionali e di crescita economica. D'altra parte si dovrà tenere conto del potenziale impatto ambientale derivante e sarà quindi necessario avere regole ambientali e di sicurezza allineate ai più avanzati standard internazionali. In questa direzione il nostro Paese non intende perseguire lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o terraferma, ed in particolare quelli di *shale gas*⁶.

Infine si darà priorità a una modernizzazione del sistema di governance ovvero bisognerà rendere più efficace e più efficiente il nostro sistema decisionale che ha tempi molto più lunghi e farraginosi rispetto a quelli degli altri Paesi con cui ci confrontiamo.



Sette priorità identificate con obiettivi concreti e specifiche misure a supporto. Fonte: MiSE

L'attuazione di queste linee guida della Strategia Energetica consentirà un'evoluzione del sistema graduale ma significativa ed il superamento degli obiettivi europei fissati dal

⁶ Il gas da argille (in inglese *shale gas*) è gas metano estratto da giacimenti non convenzionali in argille parzialmente diagenizzate, derivate dalla decomposizione anaerobica di materia organica contenuta in argille durante la diagenesi.

'20-20-20' permettendoci di identificare alcuni valori attesi per il 2020: un contenimento dei consumi rispetto al 2010, sia di quelli complessivi primari che di quelli elettrici, grazie ad una forte spinta sull'efficienza energetica, con la riduzione dall'84 al 67% della dipendenza dall'estero; un'evoluzione del mix in favore delle fonti rinnovabili in cui ci si attende un 19-20% di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali lordi con conseguente riduzione dall'86% al 76% dei combustibili fossili ed inoltre ci si attende che le rinnovabili raggiungano o addirittura superino il livello del gas come fonte nel settore elettrico rappresentando circa il 35-38% dei consumi (rispetto al 23% del 2010); una riduzione del costo energetico e allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei per permettere al Paese di crescere di più e in maniera sostenibile, in particolare è possibile un risparmio di circa 9 miliardi di euro l'anno sulla bolletta nazionale di elettricità e gas; il superamento di tutti gli obiettivi europei 2020 con una riduzione del 21% dei gas serra anziché il 18% che era l'obiettivo fissato di riduzione alle emissioni del 2005; impatto positivo sulla crescita economica grazie a importanti investimenti stimati in 180 miliardi di euro da qui al 2020 sia nella 'green economy' (rinnovabili, efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (quali reti elettriche e gas, rigassificatori e stoccaggi e produzione idrocarburi).

Per quanto riguarda il lungo e lunghissimo periodo (2030-2050) le sfide ambientali, di competitività e di sicurezza richiederanno un cambiamento più radicale del sistema, che in larga parte non coinvolgerà solo il mondo dell'energia, ma l'intero funzionamento della società. Data l'imprevedibilità del mercato su lunghissimi periodi, l'Italia si propone quindi una Strategia flessibile ed efficiente nel lungo periodo per perseguire la scelta di fondo di decarbonizzazione dell'economia, puntando ad un abbattimento fino all'80% delle emissioni e facendo leva, soprattutto tramite la ricerca e lo sviluppo tecnologico, sui possibili elementi di discontinuità (quali, tra gli altri, una più rapida riduzione dei costi nelle tecnologie rinnovabili e di accumulo, nei biocarburanti, o nella cattura e stoccaggio della CO_2).

Un'analisi degli scenari possibili futuri per il nostro Paese ci consente di identificare con maggiore precisione le implicazioni comuni che dovranno orientare il settore nelle sue scelte di lungo periodo come la necessità di moltiplicare gli sforzi in efficienza energetica, la forte penetrazione che deve avere l'energia rinnovabile in qualunque scenario ipotizzabile al momento raggiungendo livelli di almeno il 60% dei consumi

finali lordi al 2050, un incremento sostanziale del grado di elettrificazione ed infine il mantenimento di un ruolo chiave giocato dal gas per la transizione energetica nonostante una riduzione del peso percentuale e in valore assoluto nell'orizzonte dello scenario.

1.3 Decreto Legge “Sblocca Italia”

Parte della Strategia Energetica Nazionale è recepita con il decreto-legge del 12 Settembre 2014 emanato dal Governo Renzi, coordinato con la Legge di conversione dell'11 Novembre 2014, recante *“Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive”*, in cui si individuano al capo IX le misure urgenti in materia di energia che il nostro Paese intende perseguire. Più precisamente all'articolo 37 *“Misure Urgenti per l'approvvigionamento e il trasporto di gas naturale”* si viene ad evidenziare l'importanza di tutte le infrastrutture atte alla ricezione di gas naturale e quindi quelle legate al gas naturale liquefatto, testualmente *“Al fine di aumentare la sicurezza delle forniture di gas al sistema italiano ed europeo del gas naturale, anche in considerazione delle situazioni di crisi internazionali esistenti, i gasdotti di importazione di gas dall'estero, i terminali di rigassificazione di GNL, gli stoccaggi di gas naturale e le infrastrutture della rete nazionale di trasporto del gas naturale, incluse le operazioni preparatorie necessarie dei progetti e le relative opere connesse rivestono carattere di interesse strategico e costituiscono una priorità a carattere nazionale e sono di pubblica utilità, nonché indifferibili e urgenti ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001”*. Quindi non solo se ne rivendica un ruolo strategico e costituiscono una priorità, ma sono anche urgenti ed indifferibili per l'Italia. Inoltre, sempre proseguendo il discorso della Strategia Energetica Nazionale per ciò che concerne la produzione sostenibile d'idrocarburi nazionale, nell'articolo 38 *“Misure per la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali”* si denota come ancora una volta le *“...attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale rivestono carattere indifferibili”*. Da quanto detto, il gas naturale, e di conseguenza il gas naturale liquefatto, è di fondamentale importanza e la necessità di diversificare gli approvvigionamenti per

garantirci una sicurezza d'approvvigionamento sarà una priorità d'intervento per i prossimi anni.

1.4 Roadmap 2050

Numerose sono le sfide che incontrerà il percorso del sistema energetico italiano ed europeo nei prossimi anni quali ad esempio far fronte alle problematiche del cambiamento climatico ed assicurare una competitività del sistema produttivo garantendo l'accessibilità energetica a tutti i cittadini. Queste problematiche sono le stesse da cui nascono le priorità e gli interventi da attuare nel breve e medio periodo, ciononostante la dimensione della sfida attesa nel lunghissimo termine richiederà una radicale trasformazione del sistema coinvolgendo non solo il mondo dell'energia, ma anche lo stesso funzionamento della società.

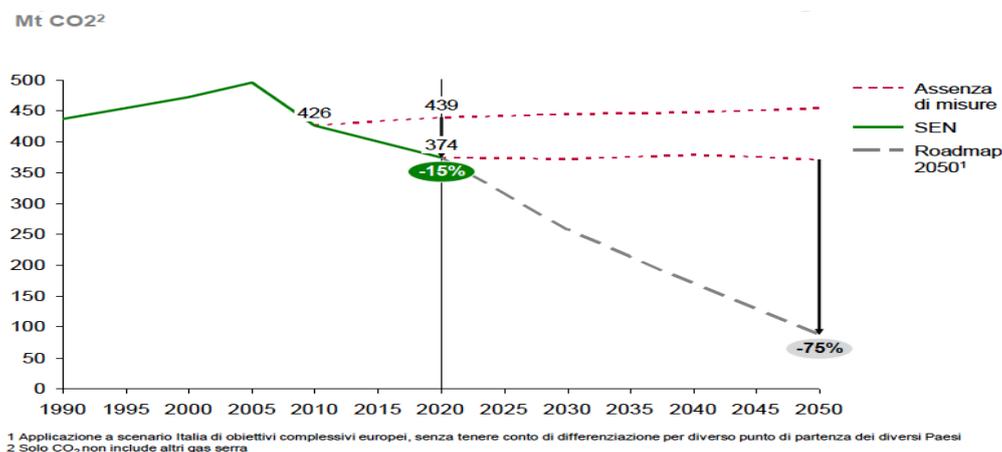
La rapida crescita che si sta verificando in importanti aree del mondo che quindi insiste su un consumo di risorse energetiche e ambientali sempre maggiore e un innalzamento senza precedenti delle emissioni di anidride carbonica non fanno altro che far aumentare le problematiche relative al cambiamento climatico; fenomeno che sarà sempre più marcato nei prossimi decenni rendendo così indispensabile una forte riduzione delle emissioni stesse nonché una minore speculazione delle risorse a disposizione.

Le prospettive di sviluppo sono assai preoccupanti se non si agirà con un con un intervento forte e concentrato a livello globale, infatti, è stimato, che entro la fine del secolo, la temperatura media globale possa aumentare di circa 4° Centigradi con conseguenze drammatiche. D'altro canto si ha la necessità di continuare ad avere uno sviluppo economico positivo che richiederà quindi un'evoluzione del sistema associando una maggiore sostenibilità ambientale al mantenimento della competitività produttiva su scala globale.

A tutto ciò si deve aggiungere che l'incremento a livello globale dell'utilizzo di risorse relativamente scarse comporterà nel lungo periodo rischi d'innalzamento dei prezzi e d'incremento della loro volatilità per tutte le risorse naturali esponendo così Paesi più dipendenti dall'estero ad un elevato grado di incertezza sugli approvvigionamenti e sui costi economici per soddisfare tali approvvigionamenti.

Dalle risposte che sapremo dare per mitigare l'impatto ambientale e per adattare il sistema ad una trasformazione dipenderà il benessere delle generazioni future; per

questo motivo si è deciso che le principali economie del mondo, responsabili della quota maggiore delle attuali emissioni, agiscano in maniera decisa nel coordinare una forte risposta globale. Gli obiettivi principali sanciti nella Strategia Energetica 2020 rimangono validi anche nell'orizzonte 2050; da un punto di vista ambientale il nostro Paese condivide la scelta di una progressiva decarbonizzazione dell'economia, proponendosi a svolgere un ruolo guida nell'adozione e finalizzazione della Energy Roadmap 2050. Il piano prevede una riduzione di emissioni dell'80-95% rispetto i livelli del 1990 entro il 2050. Come già accennato, la direzione è la stessa del Pacchetto Clima-Ambiente ('20-20-20'), tuttavia sarà necessario uno sforzo ancora più importante oltre il 2020 per il raggiungimento dei livelli attesi al 2050 come si evince dal grafico sottostante.



La Strategia energetica rappresenta un importante passo in avanti al 2020, ma il percorso di decarbonizzazione al 2050 è ancora molto lungo. Fonte: MiSE; ENEA

Infatti, se da una parte il verificarsi dello scenario della Strategia Energetica Nazionale al 2020 porta una riduzione delle emissioni del circa 15% rispetto a uno scenario privo di misure, per ridurre le emissioni di un ulteriore 75% al 2050 saranno necessarie nuove azioni. Queste dovranno garantire che la transizione avvenga senza penalizzare l'economia italiana ed europea dal punto di vista della competitività e del supporto alla crescita economica; tutelando i settori soggetti a competizione internazionale ed evitando i rischi legati alla progressiva deindustrializzazione. Di contro sarà fondamentale favorire lo sviluppo delle potenzialità dell'economia 'verde' facendone un elemento di eccellenza del nostro sistema.

Si stima che la transizione, secondo la Commissione Europea, possa avvenire senza extra costi netti a livello complessivo, con uno spostamento dai costi per i combustibili fossili a quelli di investimento iniziale.

Analizzando la sicurezza degli approvvigionamenti, il percorso di decarbonizzazione offre una grandissima opportunità per una forte riduzione della dipendenza dall'estero. La Commissione Europea stima a tal proposito di poter ridurre fino al 35% la dipendenza energetica europea, a fronte del 58% di dipendenza in uno scenario a politiche correnti.

Le politiche che saranno adottate dall'Unione Europea dovranno essere in grado di stimolare una risposta globale verso una maggiore attenzione alle problematiche del cambiamento climatico sia perché solo uno sforzo globale può assicurare risultati necessari a una riduzione delle emissioni, sia perché l'Europa non dovrà essere l'unica a compiere sforzi importanti che ne potrebbero minare la competitività economica.

Su orizzonti temporali di lunghissimo termine è estremamente arduo prevedere l'andamento delle evoluzioni tecnologiche e dei mercati, quindi formulare strategie precise, scenari obiettivo in termini di mix di fonti e settori o specifiche misure da attivare appare sconsigliato e difficile.

L'Europa, e nel particolare l'Italia, deve quindi adottare una strategia di lungo periodo flessibile ed efficiente che consenta un adattamento alle evoluzioni tecnologiche alle evoluzioni tecnologiche e che sia la più possibile neutra nello sviluppo del mix tecnologico, senza preferenze a priori verso specifiche tecnologie.

Il nostro Paese in ambito europeo promuove la definizione di un unico obiettivo post 2020 concentrato sulla riduzione complessiva delle emissioni, da declinare per Paese sulla base del punto di partenza in termini d'emissioni pro capite, oppure neutrale dal punto di vista geografico. Con ciò si propone il superamento dell'attuale sistema che sovrappone parzialmente il sistema ETS⁷ di riduzione delle emissioni con obiettivi e misure per sostenere lo sviluppo di tecnologie rinnovabili e per l'efficienza energetica.

Sarà quindi necessario discutere in sede europea come l'attuale modello costituito da più meccanismi, possa evolvere verso un sistema unico; questo potrebbe a tal proposito essere costituito dall'evoluzione dell'attuale ETS oppure dal suo superamento con

⁷ è il principale strumento adottato dall'Unione europea, in attuazione del Protocollo di Kyoto, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori energivori, ovvero i settori industriali caratterizzati da maggiori emissioni. Fonte www.gse.it

L'introduzione di una fiscalità ambientale che incorpori direttamente in tutti i prodotti le esternalità dovute a diversi livelli di emissione.

L'approccio *technology neutral* dovrà prestare molta attenzione all'evoluzione di alcuni potenziali elementi di discontinuità, come ad esempio lo sviluppo di tecnologie oggi non ancora mature o competitive rispetto a quelle tradizionali assegnando così le adeguate risorse per lo sviluppo e la ricerca delle soluzioni più promettenti. Tra queste, in particolare si dovrà prestare attenzione alla veloce riduzione dei prezzi ed un aumento delle prestazioni delle tecnologie rinnovabili; alla riduzione dei costi ed al miglioramento delle prestazioni della capacità di accumulo elettrico; dare un impulso alla diffusione dei biocarburanti grazie allo sviluppo della seconda e terza generazione; sviluppare soluzioni di cattura e stoccaggio CO₂ che ad oggi comporta ancora elevati livelli di investimento e di consumo energetico; abbattere i costi e aumentare la diffusione dei veicoli elettrici ed infine modificare il ruolo ed il peso assunto dal nucleare qualora si abbia una ripresa degli investimenti a livello mondiale o europeo in modo tale da dare risposte adeguate ai temi della sicurezza, della qualità ambientale e dei rifiuti rappresentando così un eventuale elemento di discontinuità nello sviluppo energetico globale nel lunghissimo periodo.

2 – BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE

Il BEN, Bilancio Energetico Nazionale, è una pubblicazione annuale che viene realizzata mediante la rilevazione da parte del Ministero dei dati delle produzioni interne, del settore petrolifero e del settore del carbone, e mediante la rilevazione di energia elettrica e gas naturale da parte degli altri operatori che aderiscono al circuito statistico nazionale SISTAN (rete di soggetti pubblici e privati che fornisce al Paese e agli organismi internazionali l'informazione statistica ufficiale).

2.1 Il Bilancio Energetico Nazionale

Il Bilancio Energetico Italiano è lo strumento fondamentale per analizzare la situazione della domanda e dell'offerta di energia, è una rappresentazione dei flussi di energia che entrano nel nostro Paese e vengono utilizzati dai diversi settori di utenza nell'arco di un anno.

La prima informazione contenuta nel BEN è la disponibilità di energia totale ed è suddivisa per fonti (chiamati anche consumi primari di energia o fonti primarie). Questi dati indicano quanta energia è messa a disposizione di un Paese o per essere consumata direttamente o per essere trasformata in prodotti derivati da mandare in seguito al mercato del consumo o, infine, per essere trasformata in energia elettrica.

L'energia messa a disposizione da petrolio, carbone, gas naturale, rinnovabili e le altre fonti del BEN, viene espressa con la stessa unità di misura, la tonnellata equivalente di petrolio (TEP), che rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 GJ.

L'energia fornita dalle fonti primarie può appartenere al Paese (produzione nazionale: ad esempio il gas estratto nei giacimenti della Pianura Padana o del Mare Adriatico) oppure essere importata (ad esempio il gas che l'Italia importa dall'Algeria e dalla Russia).

Dalla somma della produzione nazionale e delle importazioni delle diverse fonti va sottratta l'energia esportata e la variazione delle scorte. A questo punto si ottiene la disponibilità primaria di energia detta anche o consumo interno lordo.

Parte dell'energia disponibile come fonte primaria deve essere opportunamente trasformata prima di poter essere utilizzata, si arriva così a parlare dei consumi finali di energia, vale a dire i consumi di energia delle famiglie e delle imprese.

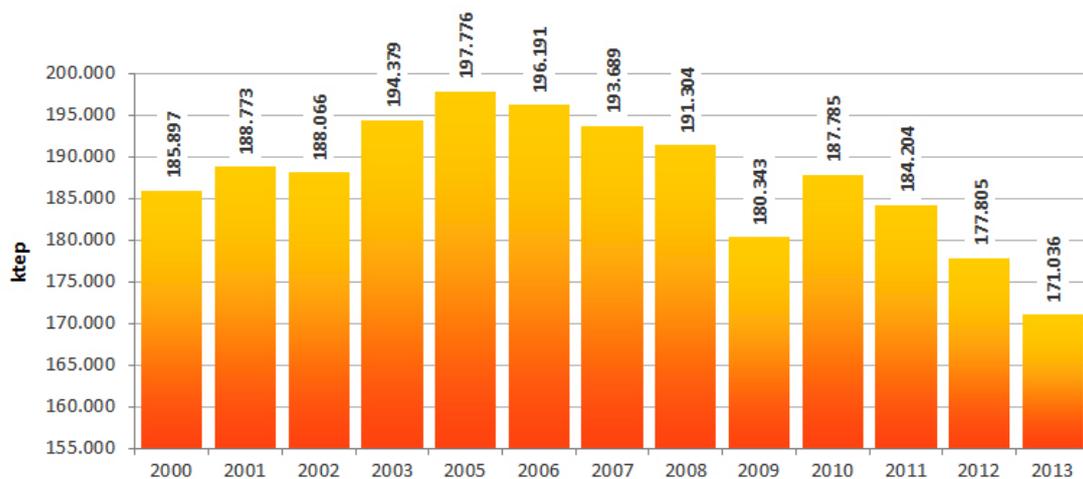
Passando dai consumi primari ai consumi finali, cambia la composizione delle fonti di energia, poiché diminuiscono le quantità di combustibili fossili e aumentano quelle di energia elettrica e variano anche le quantità di energia destinabili effettivamente agli usi finali: esse sono inferiori alla disponibilità di energia primaria, poiché i processi di trasformazione comportano dei consumi e delle perdite. Ad esempio, l'utilizzo dei combustibili fossili (carbone, petrolio, gas) per produrre energia elettrica porta ad una perdita media di circa il 60% dell'energia contenuta inizialmente nel combustibile.

I consumi finali di energia corrispondono alla quantità di energia consumate nei settori: Industria (le fabbriche), Trasporti (le automobili, gli autotreni, i treni, gli autobus), Civile (le case), Agricoltura e Bunkeraggi. Quest'ultima attività consiste nel rifornimento di combustibili alle navi per i propri consumi, ad esempio come motore di propulsione o come motori per la produzione dell'energia di bordo.

2.2 I consumi primari di energia

In Italia i consumi primari di energia hanno mostrato un trend in crescita dal 2000 al 2005 (con un incremento del 6,4%), e nel 2005 è stato raggiunto il livello record di consumi, pari a 197776 ktep. Dal 2005 si osserva un calo costante dei consumi fino ad arrivare al 2009 in cui la flessione dei consumi è molto rilevante, pari al -5,7% rispetto al 2008, imputabile principalmente alla crisi economica che ha investito i Paesi industrializzati e che ha fortemente influenzato il settore energetico.

Dopo una lieve crescita dei consumi di energia nel 2010 (pari al +2,7% rispetto al 2009), dovuta alle politiche anti crisi adottate che hanno favorito la ripresa economica, a partire dal 2011 si assiste a un nuovo calo dei consumi primari di energia: a livello di consumi energetici, l'Italia nel 2013 è ritornata ai valori dei primi anni '90.

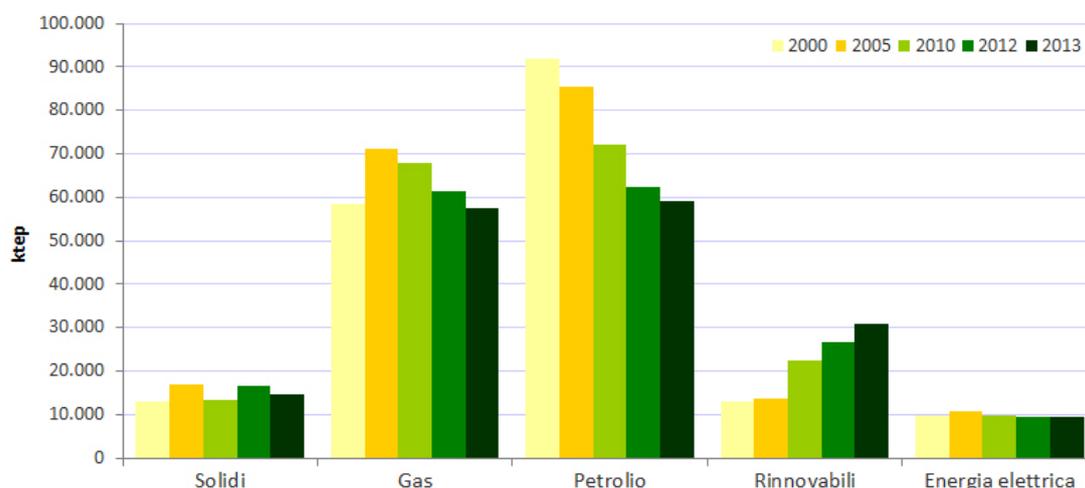


Consumi Primari di energia in Italia (Fonte: Bilancio Energetico Nazionale, Ministero dello Sviluppo Economico)

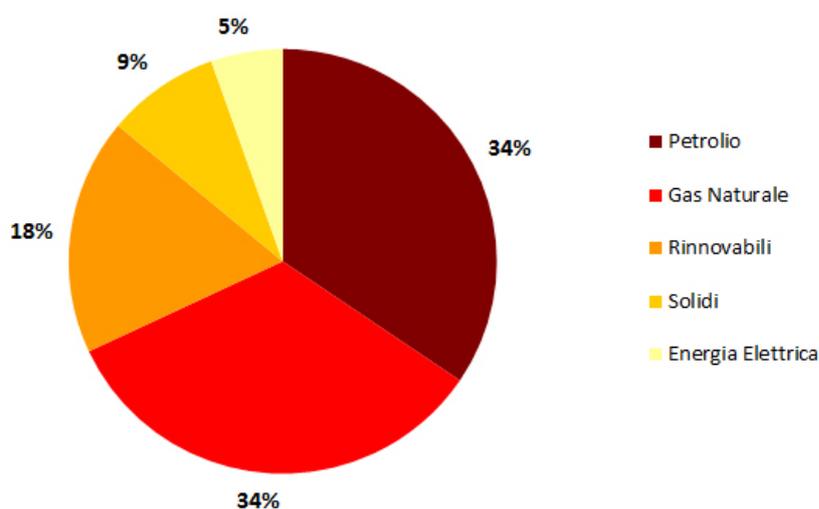
Concentrandoci sulle fonti dei consumi interni lordi di energia, vale a dire, i consumi primari, è possibile notare che dal 2000 al 2013 la variazione più consistente si è avuta con il consumo di petrolio che è diminuito del 35,8%. Questa diminuzione è dovuta principalmente alle scelte energetiche del nostro Paese, che hanno privilegiato il gas naturale come fonte primaria di energia per il settore civile e la generazione elettrica. Infatti, dal 2000 al 2005 i consumi di gas naturale sono aumentati del 22%, registrando un picco proprio nel 2005 con 71169 ktep. Dal 2005 si osserva una flessione negativa anche per i consumi di gas che è stata particolarmente significativa a partire dalla crisi economico-finanziaria. Nel 2013 si è registrato un calo dei consumi di gas pari al 23,6% rispetto al 2005.

Le fonti che, pur in presenza di una crisi economica, hanno mostrato un andamento crescente nel periodo di riferimento sono le rinnovabili, che dai 12904 ktep del 2000 hanno raggiunto i 30783 ktep, registrando un incremento del 138,5%. Detto ciò, occorre sottolineare che il loro contributo alla copertura dei consumi resta ancora marginale, nel mix energetico complessivo.

Possiamo, infine, osservare che il consumo di energia elettrica è rimasta tendenzialmente costante dell'arco degli anni di riferimento.



Consumi Primari di energia per fonte in Italia (Fonte: Bilancio Energetico Nazionale, Ministero dello Sviluppo Economico)



Consumi Primari di energia per fonte nel 2013 in Italia (Fonte: Bilancio Energetico Nazionale, Ministero dello Sviluppo Economico)

E' importante sottolineare che nel 2013 per la prima volta il contributo delle rinnovabili alla produzione di energia elettrica è superiore a quello del gas naturale; rispettivamente, infatti, coprono il 43% e il 31% della produzione di energia elettrica. Le importazioni di energia elettrica in Italia coprono il 5% dei consumi primari di energia, mentre i combustibili solidi e le fonti di energia rinnovabile contribuiscono rispettivamente per il 9% e per il 18% alla copertura dei consumi energetici primari.

2.3 Analisi andamento consumi primari 2012-2013

La crisi economico-finanziaria scoppiata nel 2007 dapprima negli Stati Uniti e in seguito in Europa, ha portato a una drastica riduzione dei consumi sul suolo italiano e ha radicalmente ridotto le quote di energia derivante da petrolio, gas naturale ed in misura minore di solidi quale il carbone, a favore delle fonti rinnovabili; l'energia elettrica importata dall'estero presenta anch'essa una flessione ma di minore intensità.

Analizzando i dati del BEN tra il 2012 e il 2013, si evidenzia come tutte le variabili presentino un andamento negativo in termini di consumo interno lordo, eccetto le fonti di energia rinnovabile, le quali crescono da 26,59 a 33,83 milioni di TEP⁸.

BILANCIO 2013	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,357	6,336	5,502	31,626		43,821
Importazione	13,485	50,756	77,815	2,304	9,754	154,114
Esportazione	0,173	0,187	24,060	0,052	0,484	24,956
Variazioni	-0,494	-0,488	0,914	0,053		-0,015
Scorte						
Consumo interno lordo	14,163	57,393	58,343	33,825	9,270	172,994

BILANCIO 2012	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,649	7,048	5,397	24,449		37,543
Importazione	15,530	55,474	85,464	2,167	9,990	168,625
Esportazione	0,236	0,114	29,569	0,058	0,507	30,484
Variazioni	-0,702	1,045	-0,934	-0,031		-0,622
Scorte						
Consumo interno lordo	16,645	61,363	62,226	26,589	9,483	176,306

⁸ Tonnellata equivalente di petrolio (TEP), è un'unità di misura dell'energia e rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 GJ

Per quanto riguarda la produzione di energia essa è complessivamente aumentata passando da 37,543 a 43,821 milioni di TEP. Ciò è dovuto principalmente ad un incremento della produzione delle rinnovabili pari al 29,4%, anche il petrolio vede una crescita, seppur lieve, dell'1,9%, mentre il gas naturale presenta una flessione del 10,1%. Questa crescita ha avuto un andamento inversamente proporzionale rispetto alla voce delle importazioni, confrontato con l'anno precedente, il 2013 vede un calo delle importazioni in riferimento a tutte le variabili eccetto le energie rinnovabili: i solidi presentano una contrazione del 13,2%, il gas naturale un calo dell'8,5%, il petrolio una variazione del -8,9% , le rinnovabili invece, sono in aumento del 6,3% mentre l'energia elettrica importata si riduce del -2,4%; complessivamente si ha quindi una riduzione di importazioni pari al -8,6%.

Stesso andamento di contrazione si ha dal punto di vista dell'esportazione in cui solo il gas naturale vanta un aumento corrispondente al 64% rispetto al 2012, seppur di importanza marginale , mentre solidi (-26,7%) , petrolio (-18,6%), rinnovabili (-10,3%) ed energia elettrica (-4,5%) così come il valore totale di esportazioni (-18,1%) sono in netto calo. L'Italia è rappresentata nel Bilancio energetico come un Paese ancora fortemente legato alle importazioni dall'estero: 154,11 milioni di Tep importati, a fronte di 24,95 esportati, con un saldo negativo di quasi 180 milioni.

Le variazioni delle scorte hanno un'importanza marginale sul calcolo del consumo interno lordo, risultano in aumento per il petrolio e le rinnovabili, mentre sono in diminuzione per quanto riguarda i solidi e il gas naturale. I consumi interni lordi, dati dalla somma delle produzioni e delle importazioni cui andrà poi sottratto il valore delle esportazioni e della variazione delle scorte, presentano una diminuzione complessiva del 1,9% rispetto al 2012, data dalla diminuzione dei consumi dei solidi (-14,9%), del gas naturale (-6,5%), del petrolio (-6,2%) e dell' energia elettrica (-2,2%) mentre in netto aumento le rinnovabili (+27,2%)

2.4 Analisi andamento consumi primari 2013-2005

BILANCIO 2005	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,629	9,959	6,111	12,732		29,431
Importazione	16,570	60,605	108,374	0,780	11,058	197,387
Esportazione	0,196	0,327	28,904	0,001	0,244	29,672
Variazioni	-0,035	-0,932	0,337	0		-0,630
Scorte						
Consumo interno lordo	17,038	71,169	85,244	13,511	10,814	197,776

Se si rapporta il Bilancio Energetico Nazionale del 2013 a quello del 2005, ossia all'annata in cui si ha avuto il picco del consumo interno lordo, si notano variazioni in linea a quelle viste precedentemente per il 2012 ma con valori più marcati. Nel dettaglio, per quanto riguarda la produzione nazionale di energia da solidi si ha una riduzione del -43,2%, per il gas naturale del -36,4%, per il petrolio -10%, l'unico andamento in continua crescita riguarda la produzione di rinnovabili +148,4%, la quale, nonostante la crisi economica, continua ad essere il punto di forza della produzione di energia del nostro paese. Rispetto all'incremento totale della produzione del 48,9% si assiste, anche in questa analisi, ad una contrazione notevole delle importazioni, pari al -22%. In particolare, il gas naturale diminuisce del 16,2%, il petrolio -28,2%, l'energia elettrica presenta una diminuzione del 11,8%, l'unico valore contro tendenze è come sempre rappresentato dalle rinnovabili che dal 2005 al 2013 hanno presentato un incremento del 195%.

Per quanto riguarda le esportazioni invece, quelle da solidi sono diminuite del 11,7%, del -42,8% quelle del gas naturale, del -16,8% il petrolio, per l'energia elettrica al contrario si nota un incremento del 11,8%, al quale si aggiunge un aumento di 51 volte delle esportazioni di energia da fonti rinnovabili che risulta particolarmente esiguo nel 2005 per un totale d'esportazione ridotto dell'15,9%.

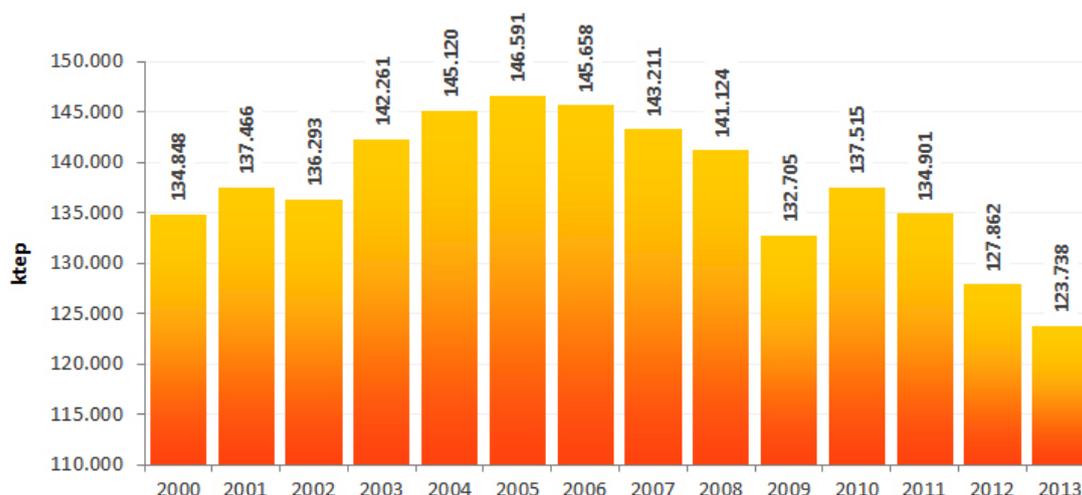
Analizzando il consumo interno delle due annate prese come riferimento, si ha una totale riduzione dei consumi dell'12,53% derivata da un calo del -16,9% per i solidi, del

-19,35% per il gas naturale, del -31,5% del petrolio, del -14,3% dell'energia elettrica e un incremento del 150,4% delle rinnovabili.

La tendenza del nostro Paese è una progressiva ma lenta “decarbonizzazione” e negli ultimi sette anni si è avuta una riduzione del 17% del suo consumo interno lordo; le fonti rinnovabili stanno acquistando sempre più peso trainate dal ramo idraulico, fotovoltaico, eolico e delle biomasse. Nella strategia energetica si evidenzia il ruolo chiave che deve avere il gas naturale in questo periodo di transizione verso una ‘green economy’, in quanto ancora per molti anni a venire le fonti pulite non potranno soddisfare la domanda di energia globale.

2.5 I consumi finali di energia

Il trend dei consumi finali di energia in Italia rispecchia quello dei consumi primari.



Consumi finali di energia in Italia (Fonte: Bilancio Energetico Nazionale, Ministero dello Sviluppo Economico)

Anche i consumi finali di energia hanno mostrato un trend in crescita fino al 2005 (con un incremento dell'8,7% dal 2000 al 2005), anno in cui è stato raggiunto il livello record di consumi, pari a 146591 ktep. Dal 2005 si osserva un calo costante dei consumi fino al 2009. Come per i consumi primari, dopo aver assistito a una lieve crescita nel 2010 (pari al +3,6% rispetto al 2009), i consumi finali di energia tornano a decrescere a partire dal 2011.

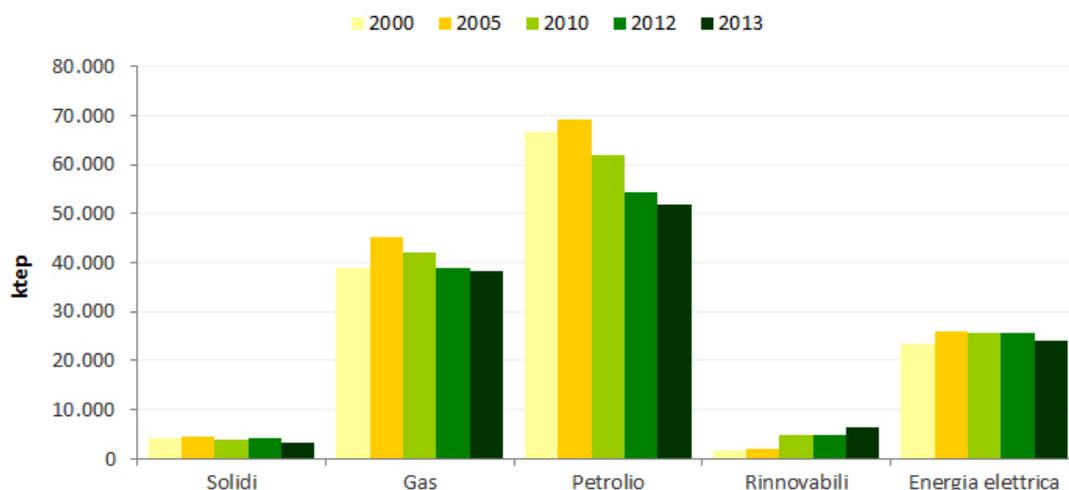
Analizzando in particolare i consumi finali di energia per fonte, è possibile osservare che i consumi di petrolio e di gas naturale mostrano un incremento, rispettivamente del

3,7% e del 15,9%, dal 2000 al 2005. Il forte incremento dei consumi di gas naturale è dovuto principalmente alle scelte energetiche del nostro Paese: infatti, il gas naturale, anche per i vantaggi ambientali che lo caratterizzano, ha gradualmente preso il posto del petrolio come fonte fossile nella produzione di energia nel settore della generazione elettrica, nel settore dell'industria e anche nel riscaldamento degli edifici.

Come per i consumi primari l'utilizzo del gas e del petrolio ha subito una flessione negativa, che è stata particolarmente significativa negli anni della crisi economico-finanziaria.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, il loro contributo alla copertura dei consumi finali resta, nel mix energetico complessivo, ancora marginale (5%).

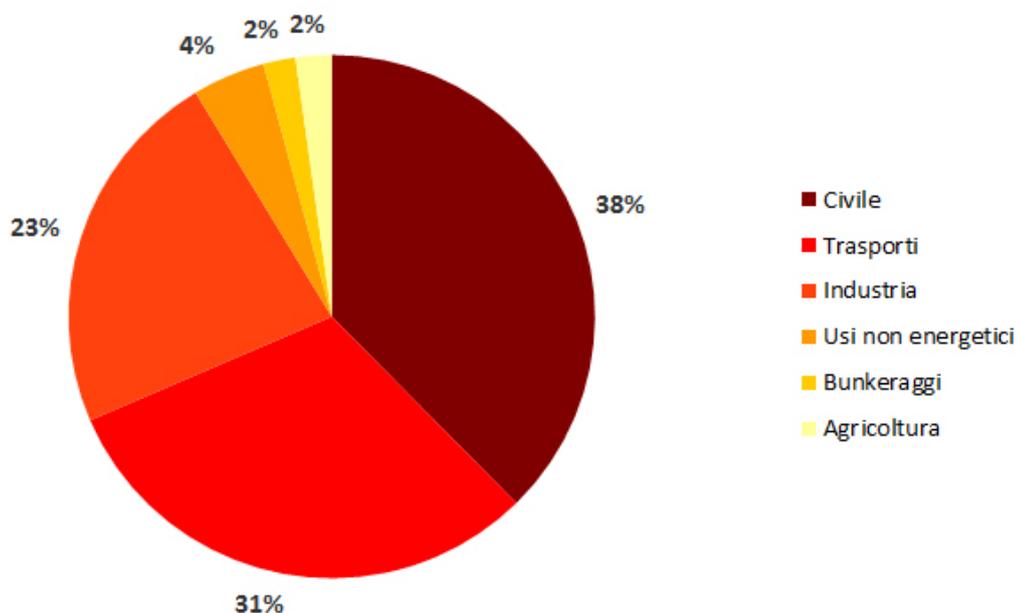
Possiamo, infine, osservare che i consumi finali di energia elettrica, costituiti dalle importazioni e dalla produzione nazionale, sono rimasti tendenzialmente costanti dell'arco degli anni di riferimento.



Consumi finali di energia per fonte in Italia (Fonte: Bilancio Energetico Nazionale, Ministero dello Sviluppo Economico)

Nel 2013 i consumi finali di energia per settore sono così suddivisi: il settore civile è quello che consuma la maggior quantità di energia (circa il 38%) e viene seguito dal settore dei trasporti che ne consuma il 31%, subito dopo troviamo l'industria con il 23% di consumi. Importanza marginale è rappresentata dagli usi non energetici, dai buncheraggi e dall'agricoltura che insieme raggiungono l'8% dei consumi finali.

In termini di fonti, i combustibili fossili dominano tutti i settori economici e, in particolare, si osserva la netta predominanza del petrolio nel settore dei trasporti e del gas naturale in quello civile. Il gas naturale e l'energia elettrica sono impiegati principalmente nei settori civile e industriale. Per quanto riguarda le fonti di energia rinnovabile, sono impiegate principalmente nel settore civile e dei trasporti e in minima parte nell'industria e nell'agricoltura. I combustibili solidi, infine, sono impiegati quasi esclusivamente nell'industria.

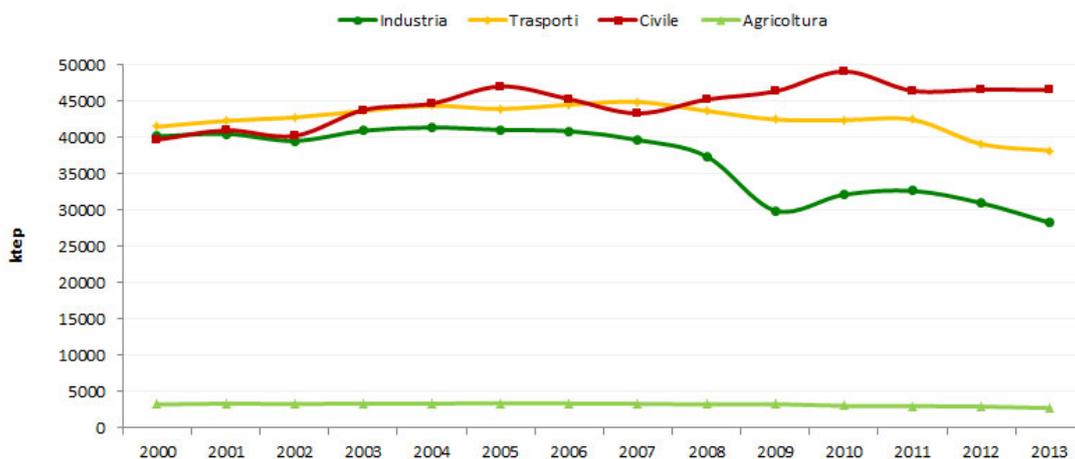


Consumi finali di energia per settore in Italia (Fonte: Bilancio Energetico Nazionale, Ministero dello Sviluppo Economico)

Il grafico sui consumi finali di energia per settore dal 2000 al 2013 mostra una sensibile riduzione di consumi del settore industriale a partire dal 2004. La flessione, contenuta fino al 2008, diventa significativa nel 2009, dove si registra un calo dei consumi nell'industria pari al 20%, dovuto sostanzialmente alla sospensione della produzione in molti impianti, specialmente nei settori ad alta intensità energetica. A parte una lieve ripresa del settore industriale negli anni 2010 e 2011, la flessione negativa dei consumi è continuata negli anni 2012 e nel 2013. Dal 2000 al 2013 sono in crescita i consumi del settore civile (+17,2%), mentre i consumi dell'industria, dei trasporti e dell'agricoltura, sono in calo, rispettivamente del 29,6%, 7,9% e 15% nel periodo di riferimento.

Analizzando nel dettaglio l'andamento della domanda di energia relativa ai trasporti, si registra un calo dei consumi negli anni della crisi (2008-2009), che può essere imputabile all'aumento del prezzo del petrolio: nel 2000, infatti, costava 28 dollari per barile, mentre nel 2013 ha superato i 100 dollari per barile. Nel 2013 il settore dei trasporti con 38210 ktep ha coperto il 31% del totale dei consumi. L'industria, invece, con 28256 ktep ha coperto il 23% dei consumi finali di energia, mentre il settore agricolo, con 2742 ktep, solo il 2%.

Possiamo notare, infine, che i consumi del settore civile non hanno subito una decrescita paragonabile a quella dell'industria e dei trasporti. Gli ondeggiamenti che si osservano nel grafico, infatti, sono dovuti probabilmente a fattori climatici, che influenzano i consumi di energia per la climatizzazione degli ambienti. Nel 2013 il civile si conferma il settore che consuma più energia con 46562 ktep, pari al 38% dei consumi finali di energia.



Consumi finali di energia per settore in Italia (Fonte: Bilancio Energetico Nazionale, Ministero dello Sviluppo Economico)

3 – L'IMPORTANZA DEL GAS NATURALE

3.1 Cos'è il gas naturale

Il gas naturale è una miscela d'idrocarburi, prodotta dalla decomposizione anaerobica di materiale organico. Il suo componente principale è il metano CH₄ ovvero la molecola più leggera e semplice degli idrocarburi. In natura il metano si trova allo stato gassoso: è un gas inodore, incolore, non tossico, insapore e più leggero dell'aria (presenta una densità di 0,6796 kg/m³ in condizioni standard); risulta però infiammabile ed esplosivo per concentrazioni in volume in aria comprese tra il 5% e il 15% ed è auto-combustibile a temperature superiori a 500°.

Normalmente il gas naturale contiene anche idrocarburi più pesanti come etano, propano, butano e in piccole quantità anche pentano. Sono sempre presenti, in modeste percentuali, anche altri gas come anidride carbonica, gas nobili, ossigeno, azoto e acido solfidrico. Quest'ultimo, insieme al mercurio, sono considerati i contaminanti comuni del gas, e devono essere rimossi prima di qualsiasi utilizzo.

Data la varietà di composizione del gas naturale, è stata introdotta una normativa che sancisce quali debbano essere i contenuti dei vari a gas affinché esso possa essere commercializzato. In Italia la media del gas naturale contiene metano al 99,5%, etano allo 0,1% e circa lo 0,4% di azoto. La combustione di un m³ di gas naturale di tipo commerciale in genere fornisce circa 38MJ ossia 10,6 kWh.

Gas naturale	Nazionale % vol	Russo % vol	Nord Europa % vol	Algerino % vol
Metano	99,33	97,92	90,31	83,62
Etano	0,05	0,77	4,83	8,42
Altri idrocarburi	0,01	0,35	1,63	2,68
Anidride carbonica	0,03	0,09	1,14	0,51
Azoto	0,57	0,86	2,05	4,62
Elio	0,01	0,01	0,04	0,15
Potere calorifico superiore (MJ/Sm ³)	37,58	37,886	39,054	39,985
Potere calorifico inferiore (MJ/Sm ³)	33,836	34,125	35,244	36,137

Composizione e caratteristiche del gas naturale immesso in Italia (Fonte: Snamretegas)

Il gas naturale è un combustibile di origine fossile che si è formato per lenta decomposizione anaerobica di sostanze di origini animali e vegetali raccolte in sedimenti dette rocce madri. Dopo la morte, essi si accumularono sul fondo marino,

venendo progressivamente ricoperti da vari sedimenti che isolarono i loro resti dall'ambiente esterno. Proprio in queste condizioni di totale assenza di aria e luce, l'azione dei batteri trasformò i resti degli organismi in idrocarburi, originando così il petrolio e il gas naturale stesso. Sotto l'azione di varie forze, gli idrocarburi tendono poi a migrare dalla roccia madre verso altri strati superiori. Se questi strati sono porosi, gli interstizi vengono riempiti dal gas e dal petrolio, e quando la roccia porosa viene sormontata da roccia impermeabili, si vengono a creare le condizioni favorevoli allo sviluppo dei giacimenti nelle cosiddette rocce serbatoio.

3.2 Prospettive del gas naturale

Il gas naturale è una risorsa abbondante e molto duttile nei suoi utilizzi e consente impieghi a limitato impatto ambientale. Se si considerano scenari che prevedano soluzioni sempre più sensibili verso l'adozione di misure di contrasto ai cambiamenti climatici come in quello elaborato dall'agenzia internazionale dell'energia nel 2011 denominato '450', il gas naturale è l'unica fonte fossile del quale si prevede un incremento di domanda al 2035.

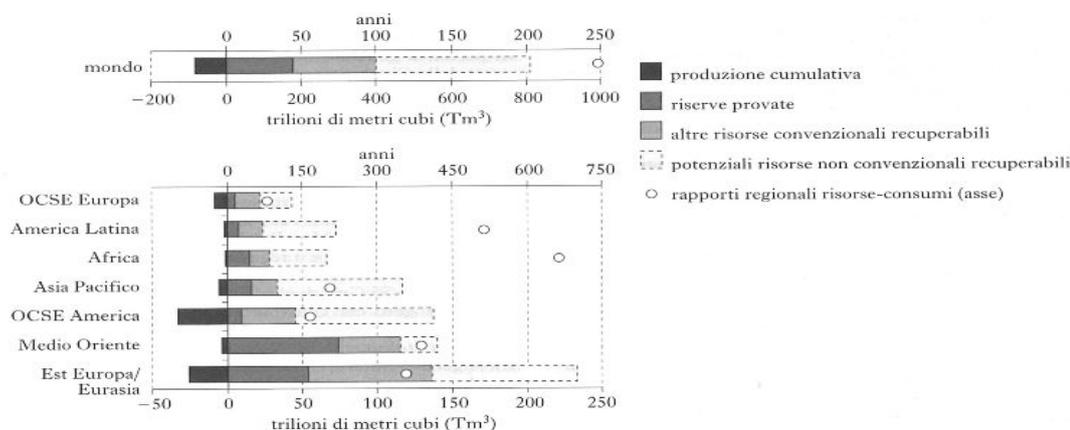
	1980	2009	NEW POLICIES SCENARIO		CURRENT POLICIES SCENARIO		450 SCENARIO	
			2020	2035	2020	2035	2020	2035
OCSE	959	1518	1705	1841	1714	1927	1597	1476
Non OCSE	557	1558	2183	2909	2215	3160	2068	2400
Mondo	1516	3076	3888	4750	3929	5087	3665	3876
Percentuale non OCSE	37%	51%	56%	61%	56%	62%	56%	62%

Previsione della domanda primaria di gas naturale al 2035 espressa in miliardi di metri cubi, per Paesi OCSE e non OCSE, secondo gli scenari elaborati dall'IEA nel *World energy outlook* nel 2011 (Fonte: www.treccani.it)

Per effetto della crisi economica e finanziaria globale il consumo mondiale di gas naturale ha subito una riduzione percentuale annuale senza precedenti nell'ultimo decennio. Già dal 2010 comunque il tasso di crescita si è riaffermato con il 7,6% passando dai 2931 Gm³ nel 2009 ai 3153 Gm³ nel 2010, confermandosi poi nel 2011 con un tasso del 2,2% ovvero con consumo di 3223 Gm³.

La domanda di gas naturale, in base alle previsioni fatte dall'AIE, più probabile per il 2035 raggiungerà quota 4750 Gm³, di cui il 62% nei Paesi non aderenti all'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico. Le riserve provate, cioè le quantità di idrocarburi che sulla base dei dati e di ingegneria di giacimento

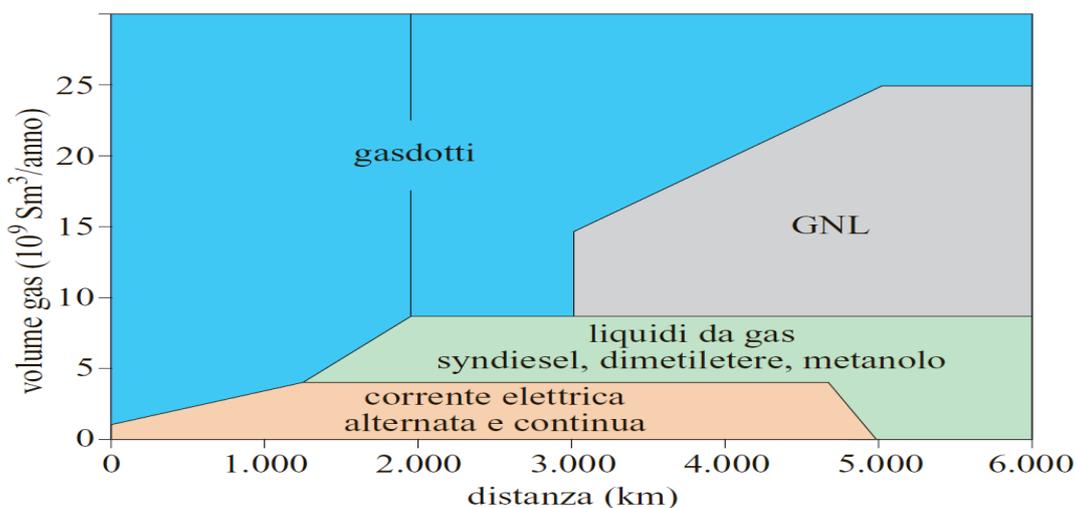
disponibili potranno essere commercialmente prodotte nelle condizioni esistenti al momento considerato con probabilità maggiore del 90%, sono circa 200 Tm³, in gran parte si tratta di gas convenzionale, dovrebbero soddisfare i mercati per oltre 60 anni e si trovano localizzate prevalentemente in Eurasia e Medio Oriente. Oltre a queste, per una valutazione critica delle scelte energetiche tecnico-economiche, si devono aggiungere le risorse potenzialmente recuperabili tra le quali hanno ruolo principale le risorse non convenzionali poiché costituiscono circa un volume tre volte superiore e sono allocate in modo più omogeneo.



Risorse recuperabili di gas per area e tipologia, World energy outlook 2011 (Fonte: www.treccani.it)

Al momento in media circa l'80% della produzione immessa al consumo rimane nella regione di produzione, denotando quindi una distribuzione del gas naturale ancora caratterizzata da una logistica regionale e macro-regionale, mentre solo il 20% viene avviato al mercato internazionale. Sono tuttavia previste, data la crescente domanda proveniente da diverse localizzazioni, potenziamenti alle tecnologie per il trasporto via terra su lunga distanza, per la posa di gasdotti in acque profonde, per le operazioni di progettazione, costruzione e manutenzione di gasdotti in ambienti non ospitali e per il trasporto di LNG. Va rilevato come un quinto delle riserve accertate di gas naturale sia definito remoto e non è immesso al consumo siccome è assai elevato il costo delle infrastrutture necessarie per il trasporto dalle aree di produzione a quelle di utilizzo; fanno parte di questa categoria anche il gas non estratto da giacimenti accertati, quello associato alla produzione di petrolio che viene in seguito o re-iniettato nel giacimento o bruciato o liberato nell'atmosfera. La valorizzazione delle riserve di gas remoto è un'opzione strategica per motivi sia economici che ambientali.

Dove le quantità e le distanze in gioco siano tali da renderle economicamente sfruttabili, il trasporto del gas naturale avviene mediante condotte che possono essere convenzionali o ad alta pressione. Nonostante i sempre più rilevanti progetti di trasporto di gas via condotta, in un contesto che vede la domanda sempre crescente, l'LNG continua a giocare un ruolo chiave in relazione agli scambi internazionali di metano e in prospettiva se ne prevede un ulteriore sviluppo: al 2013 la capacità degli impianti di liquefazione è di 384 Gm³, cresciuta in modo cospicuo se rapportata a quella del 2007 di 250 Gm³, e le proiezioni per il 2035 ne stimano un contributo ancora più massiccio rispetto agli scambi interregionali in particolare a causa delle richieste sempre maggiori da parte della Cina e dei paesi europei. I fattori che caratterizzano lo sviluppo del LNG sono in primo luogo l'aumento della domanda la quale favorisce gli investimenti nel settore, la diversificazione negli approvvigionamenti, le limitazioni ambientali dovute al gas flaring/venting. Tutte le linee di innovazione puntano ad una riduzione dei costi su tutta la catena produttiva del gas, dalla liquefazione alla rigassificazione in modo tale da rendere l'LNG competitivo con le alternative. In caso di presenza di riserve di gas prossime ai mercati con volumi limitati di domanda potenziale, ad oggi sta trovando discreta diffusione il gas naturale compresso CNG, il quale può rappresentare una valida alternativa alla re-iniezione del gas specialmente in ambiente marino. In particolari condizioni di convenienza è anche possibile realizzare sistemi di generazione elettrica a bocca di pozzo trasportando poi l'energia elettrica a lunga distanza, oppure, un'altra opzione tecnologica è rappresentata dalla conversione chimica del gas naturale *gas to liquid* GTL.

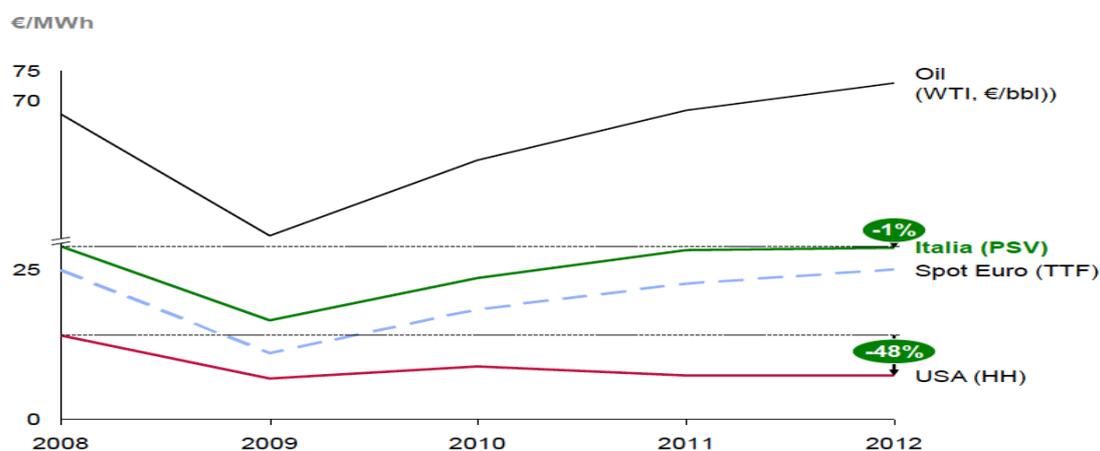


Convenienza economica del trasporto di gas in funzione del volume prodotto e della distanza

A livello mondiale si prevede che la percentuale del gas come fonte primaria nella generazione di energia elettrica salirà al 22% nel 2035 contro l'attuale 21%, di contro quella del carbone scenderà dal 40% di oggi al 33% e quella del petrolio dal 5% all'1% in linea con i principi base di decarbonizzazione della società e riduzione di emissioni.

3.3 Gas non convenzionale

Come già accennato, accanto ai grandi giacimenti di gas convenzionale, vi sono ingenti quantità di riserve di gas 'intrappolate' in formazioni geologiche particolari che richiedono tecniche di sviluppo specifiche, con però un elevato rischio di impatto ambientale. Appartengono a questa categoria i depositi di CBM (metano da carbone), shale gas (gas da argille), tight gas (gas da sabbie compatte), gli idrati di metano e i deep gas. Queste riserve rivestono molta importanza in fattori geopolitici ed economici che per l'appunto motivano il ruolo chiave nelle prospettive del gas naturale. Le ripercussioni sulla struttura del mercato settoriale possono essere drastiche come dimostrato dal caso degli Stati Uniti che, con un particolare impulso dal 2007 al 2009, ha portato la produzione di shale gas a superare quella di gas convenzionale. Gli USA hanno di fatto azzerato così le importazioni di gas, annullato un piano di investimenti per la realizzazione di rigassificatori, beneficiato di un effetto calmierante sul prezzo del gas, che si è manifestato anche a livello mondiale in virtù di una maggiore disponibilità di LNG. Su scala mondiale, la distribuzione geografica più uniforme delle risorse di gas non convenzionale avrebbe l'effetto di aumento del livello medio di sicurezza energetica e le caratteristiche della loro filiera industriale ne definirebbero un mercato meno regionale svincolando dal prezzo del petrolio.



L'impatto della capacità di shale gas sui prezzi USA è già stato importante, contribuendo a disaccoppiare il gas dalle quotazioni del petrolio. Fonte: GME, EIA

Di contro, la prospettiva di sviluppo delle forme di gas non convenzionale sono fortemente condizionate dagli aspetti ambientali. Infatti i rischi di inquinamento locale e di depauperamento di risorse pregiate durante le operazioni di coltivazione del giacimento , come nel caso delle falde idriche nello sfruttamento di shale gas, mettono in allarme le popolazioni locali e tutti quegli enti atti alla tutela del patrimonio naturale e paesaggistico. La stessa Agenzia internazionale dell'energia vincola lo scenario più favorevole per il gas non convenzionale all'accettazione e al coinvolgimento delle popolazioni locali nei progetti di sviluppo delle risorse conseguente alla rigorosa applicazione delle tecnologie di estrazione con il minor impatto ambientale. Ricordiamo inoltre che il nostro Paese, come stabilito nella Strategia Energetica Nazionale, non intende perseguire nel breve periodo lo sviluppo di progetti che coinvolgano l'estrazione di gas non convenzionale come lo shale gas poiché ora genererebbe ancora un forte impatto ambientale, ma aderendo ad una strategia energetica di lunghissimo termine molto flessibile, se si verificassero le condizioni tali per cui si raggiungessero i presupposti di sicurezza nella loro coltivazione, l'Italia potrà sfruttare anche questa risorsa per soddisfare i proprio fabbisogni energetici.

4 - LA FILIERA DEL GAS NATURALE

4.1 Caratteristiche petrofisiche della roccia serbatoio

Gli idrocarburi, come già detto, sono localizzati e si possono muovere all'interno degli spazi porosi delle rocce serbatoio che costituiscono il giacimento. Le caratteristiche petrologiche di una roccia serbatoio descrivono le proprietà dei mezzi porosi naturali relative alla loro capacità di contenere i fluidi, alla possibilità di permetterne i movimenti e alla disposizione degli stessi all'interno della matrice rocciosa. Queste caratteristiche determinano quindi il volume di fluido contenuto nel giacimento nonché anche la facilità e la quantità di idrocarburi che si possono estrarre. In particolare la percentuale di gas contenuta nella roccia serbatoio sarà data dal prodotto fra la sua porosità per il suo grado di saturazione. Oltre alla conoscenza di questo dato, sarà fondamentale una conoscenza del volume della formazione mineralizzata per determinare il volume complessivo della riserva, e la sua permeabilità per valutarne la produttività.

La conoscenza della distribuzione verticale e areale delle caratteristiche della roccia serbatoio, quali porosità, permeabilità e saturazione, può essere determinata mediante misure dirette condotte sui campioni o mediante misure indirette eseguite in pozzo attraverso i cosiddetti 'log'. Queste ultime misure sono fondamentali in quanto vengono eseguite lungo tutto il tratto di formazione indagata, a differenza delle operazioni di carotaggio assai più costose e di solito non eseguite su tutto l'intervallo perforato e in tutti i pozzi. Le misure dirette sono però fondamentali per calibrare correttamente i log consentendo così un confronto con le misure indirette relative al medesimo tratto.

Una roccia per divenire roccia serbatoio deve presentare una porosità effettiva, cioè la capacità del mezzo di contenere liquidi data dal rapporto tra il volume dei pori interconnessi fratto il volume totale, tale da consentire un accumulo sostanzioso di idrocarburi. Essa si può stimare con misurazioni dirette sulla carota come utilizzando un porosimetro ad elio o un porosimetro micrometrico o ancora con il metodo per risaturazione; con misurazioni indirette attraverso log sonici, log di densità, log neutronici, log a propagazione elettromagnetica, log di risonanza magnetica nucleare. Confrontando i valori ottenuti si possono eliminare valori ritenuti inaffidabili in modo da avere un dato il più veritiero possibile.

Ovviamente non sarà sufficiente solamente un'elevata porosità per garantire che un giacimento sia coltivabile. Si dovrà esaminare anche la permeabilità ovvero l'attitudine di un mezzo poroso a lasciarsi attraversare da un fluido la quale è una proprietà intrinseca del mezzo, indipendente dal fluido impiegato e che ci fornisce così un'indicazione dinamica della capacità produttiva del giacimento. Per la misura diretta della permeabilità si utilizzano apparati chiamati permeometri a liquido o a gas, strumenti composti da un dispositivo per contenere e confinare il campione, un misuratore di pressione del fluido in ingresso e all'uscita della superficie di flusso, un misuratore di portata del fluido e le apparecchiature per la regolazione e il controllo di pressione e portata del fluido. Per quanto riguarda invece la misura indiretta della permeabilità si utilizzano log di risonanza magnetica nucleare.

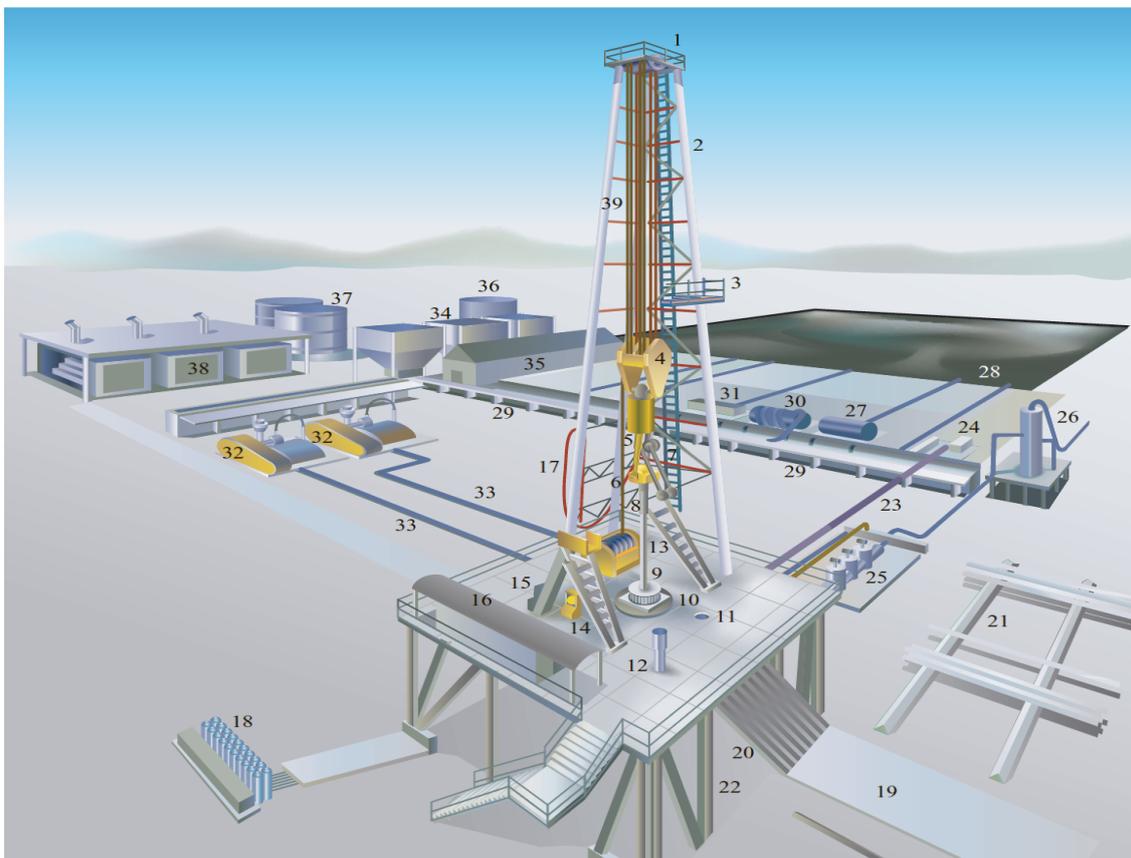
Altra caratteristica da analizzare per l'individuazione di una roccia serbatoio è la saturazione in fluidi cioè la frazione del volume dei pori occupato da un certo tipo di fluido. Queste misurazioni avvengono in modo diretto attraverso apparecchiature chiamate estrattori ed in modo indiretto attraverso log di resistività e log neutronici pulsati.

La bagnabilità esprime l'adesione relativa di due fluidi immiscibili su una superficie solida, in un mezzo poroso che contiene due o più fluidi, quindi, esprime la tendenza preferenziale di uno dei a bagnare la superficie solida. Questo concetto riveste così grande importanza ai fini di coltivazione dei giacimenti che producono essenzialmente per la spinta d'acqua. Le misure più significative di bagnabilità sono quelle effettuate su carote preservate, cioè avvolte in fogli di alluminio e ricoperte di paraffina non appena estratte dal carotiere.

Infine va considerato il parametro di comprimibilità della roccia; Terzaghi a tal proposito formulò un principio in base al quale all'interno di un mezzo poroso confinato nel sottosuolo le tensioni verticali totali, indotte dal peso dei sedimenti sovrastanti, sono supportate in parte dalla pressione dei fluidi che saturano i pori, e in parte dalle tensioni che effettivamente si scaricano sui punti di contatto tra grano e grano. Tali misure di comprimibilità possono essere eseguite o in laboratorio attraverso celle a pressione uniforme o celle triassiali o celle edometriche; mentre in situ attraverso estensimetri e marker radioattivi.

4.2 Impianto di perforazione

- | | | |
|----------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 1 taglia fissa | 14 indicatore del peso della batteria | 27 degassatore |
| 2 torre di perforazione tipo mast | 15 postazione di lavoro del perforatore | 28 vasca del fango di riserva |
| 3 piattaforma del pontista | 16 cabina del perforatore | 29 vasche fango |
| 4 taglia mobile | 17 tubo flessibile | 30 apparecchiature per la rimozione della sabbia |
| 5 gancio | 18 accumulatori di pressione per il comando dei BOP | 31 apparecchiature per la rimozione del silt |
| 6 testa di iniezione | 19 corridoio di sfilamento delle aste | 32 pompe fango |
| 7 elevatori | 20 scivolo | 33 tubazione di mandata del fango |
| 8 asta quadra o asta motrice | 21 rastrelliera di ricovero delle aste | 34 deposito dei materiali per il confezionamento dei fanghi |
| 9 bushing di trascinamento | 22 sottostruttura | 35 cabina di preparazione dei fanghi |
| 10 quadroni | 23 tubazione di ritorno del fango | 36 serbatoi per l'acqua |
| 11 foro di ricovero per l'asta quadra | 24 vibrovaglio | 37 serbatoi per il carburante |
| 12 foro di ricovero per l'asta da connettere | 25 circuito di superficie per il controllo pozzo | 38 impianto di generazione della potenza |
| 13 argano | 26 separatore gas-fango | 39 cavo |



Principali componenti di un impianto di perforazione rotary (Fonte: enciclopedia Treccani)

Terminata la fase esplorativa, se è accertata la presenza d'idrocarburi e la sua vantaggiosa produzione economica, inizia la vera e propria fase di sviluppo e produzione del pozzo attraverso le tecniche di estrazione.

Il termine perforazione indica l'insieme di operazioni necessarie per realizzare pozzi di sezione circolare mediante tecniche che non prevedono l'accesso diretto dell'uomo al

fronte di scavo. Per la realizzazione di una perforazione occorre vincere la resistenza del materiale roccioso nel quale si vuole scavare frantumandolo in piccole particelle asportabili, rimuovere tali particelle per permettere allo scalpello di agire sempre su materiale nuovo, mantenere la stabilità delle pareti del foro e impedire l'ingresso di fluido contenuto nelle formazioni rocciose attraversate nel pozzo. Esistono diverse tecniche di perforazione, di cui s'intende riportare la più comune nota come perforazione rotary.

In questo tipo di perforazione, il terreno è penetrato mediante un utensile tagliente, chiamato scalpello, che viene ruotato e contemporaneamente spinto sulla roccia del fondo pozzo da una batteria di perforazione, composta, a sua volta, da aste circolari cave d'acciaio avvitate tra di loro. I detriti di perforazione, in gergo 'cutting', sono trasportati in superficie mediante un fluido di perforazione, generalmente un liquido oppure schiuma o gas, fatto circolare all'interno delle aste fino allo scalpello, e di qui fino alla superficie. La rotazione è trasmessa allo scalpello dalla superficie mediante un dispositivo detto tavola rotary (o da una particolare testa motrice), oppure con motori di fondo posti direttamente sullo scalpello.

Dopo aver scavato un determinato tratto di pozzo, occorre rivestirlo con robusti tubi, detti 'casing', uniti con giunti filettati. In seguito, l'intercapedine tra foro e casing è riempita con malta cementizia per assicurare la tenuta idraulica e meccanica.

Il raggiungimento dell'obiettivo minerario si ha attraverso la perforazione di fori di diametri man mano sempre più piccoli, stessa cosa per i casing, realizzando così una struttura a tubazioni concentriche.

L'impianto di perforazione è composto da una serie di attrezzature e macchinari posti in un apposito piazzale. In genere, il terreno non è di proprietà della compagnia petrolifera, ma di compagnie di servizio di perforazione, che noleggiando l'impianto completo di personale addetto al suo funzionamento, realizzando il pozzo secondo le richieste del committente.

La batteria di aste termina in superficie con un'asta quadrata o esagonale, chiamata asta motrice, che passa attraverso la tavola rotary che le trasmette la rotazione. Quest'asta motrice a sua volta è avvitata alla testa d'iniezione connessa al gancio manovrato dalla torre di perforazione. La testa di perforazione serve a far passare il fango dal circuito idraulico di superficie verso l'interno delle aste. La batteria è manovrata con un sistema

di sollevamento, composto da un gancio collegato a una serie di pulegge, ovvero la taglia fissa e quella mobile, movimentato da un cavo e un argano. La taglia fissa è posta in cima alla torre di perforazione che è dimensionata in modo tale da avere un'altezza in grado di permettere la manovra verticale utile della taglia mobile, e quindi della batteria di aste in foro.

Il fluido di perforazione si muove attraverso un circuito chiuso ossia entra dalla testa di iniezione, passa attraverso le aste e lo scalpello fino a giungere in fondo foro dove effettua una pulizia dello stesso, risale nell'intercapedine tra aste e foro, ricade sul vibrovaglio che effettua una separazione tra cutting e fluido per infine giungere nelle vasche di accumulo. Da queste sarà poi rimandando attraverso apposite pompe alla testa di iniezione per ripetere il circuito.

La circolazione del fango (fluido di perforazione) è la caratteristica dell'impianto rotary in quanto permette l'asportazione continua del cutting dal fondo foro.

L'approfondimento del foro richiede l'aggiunta di nuove aste di perforazione, mentre viene definita manovra l'operazione atta alla sostituzione dello scalpello quando usurato, che quindi richiede la completa estrazione della batteria di perforazione dal foro.

Ad oggi la ricerca e la produzione di idrocarburi si basa sulla perforazione di pozzi la cui profondità ha superato anche i 10 km. Negli ultimi anni la necessità di un contenimento dei costi ha portato a grandi sviluppi nell'ottimizzazione delle tecniche di perforazione, nella conoscenza dei problemi relativi alla perforazione e alla stabilità di rocce a grande profondità e nella creazione di liquidi di perforazione per alta temperatura e pressione. Nelle perforazioni è di vitale importanza raggiungere alte velocità di avanzamento, in condizioni di sicurezza, e ridurre i tempi morti. Volendo dare giusto un'idea sui tempi necessari per realizzare una manovra, si ha che per l'estrazione si ha bisogno di circa 7 ore per profondità di 3000 metri, 12 ore per 4000 metri. Tempi molto lunghi se rapportati alla durata di uno scalpello, che a queste profondità, ha una vita di circa 50/100 ore ed il costo di noleggio di un grande impianto per la perforazione a terra è dell'ordine di 25000 euro per giorno, mentre in impianti a mare di circa 200000 euro al giorno.

4.3 Completamento del Pozzo

Con il termine completamento di un pozzo s'intende l'insieme delle operazioni necessarie a consentire la produzione in superficie d'idrocarburi, al termine della perforazione. Il completamento ha carattere prevalentemente permanente, perciò i parametri progettuali sono valutati adeguatamente e le possibili soluzioni sottoposte a un'ottimizzazione tecnica ed economica.

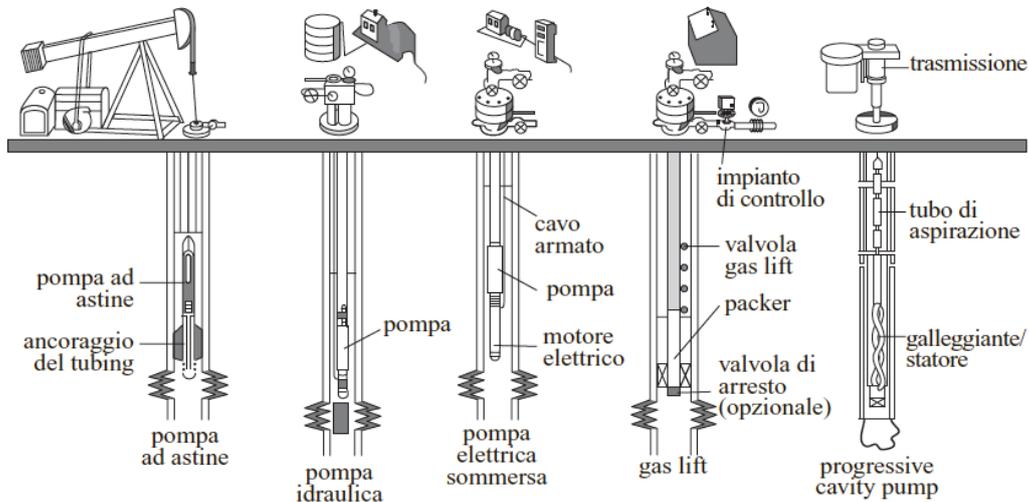
La progettazione del completamento del pozzo richiede un'attenta osservazione nella scelta e nella disposizione delle attrezzature da utilizzare, dei materiali impiegati, nel dimensionamento del tubing⁹, nella valutazione degli intervalli da porre in produzione e nelle modalità d'estrazione del fluido. Inoltre, questa valutazione, deve tener conto dell'evoluzione delle caratteristiche produttive del pozzo sulla base delle previsioni di produzione.

Un elemento che ha un'influenza basilare sulle condizioni fluidodinamiche che si instaurano durante la produzione è il fluido erogato che può essere un gas, un liquido o una miscela di gas e liquido. La natura del fluido e quindi le sue proprietà chimico-fisiche nonché la sua evoluzione nel tempo sono elementi che devono essere noti al fine della progettazione del completamento. Infatti, la conoscenza delle caratteristiche del fluido è l'elemento base per definire la pressione al primo separatore, che costituisce il punto di partenza nella progettazione dell'impianto di produzione e il punto di chiusura del sistema fluidodinamico composto dal giacimento, pozzo e impianti di superficie.

La capacità produttiva del pozzo viene valutata mediante la conoscenza del giacimento, in particolare sulla base della pressione di strato, della permeabilità e dello spessore mineralizzato attorno al pozzo che conducono alla determinazione dell'indice di produttività (PI). Partendo dalla capacità produttiva (IPR), definita da una legge che lega tra loro la portata erogata al regime di pressioni agenti, si determinano le condizioni di esercizio del pozzo in base alle quali si scelgono il diametro e lo spessore dei tubing. Va valutato inoltre, data la vita media dei pozzi, sia l'efficienza del completamento del pozzo in base alla diminuzione di pressione del giacimento, sia l'eventuale necessità di sostituire il completamento iniziale con uno a diametro maggiore per avere minori perdite di carico, oppure, nel caso la in cui la pressione di

⁹ una serie di tubi di piccolo diametro (da 7 a 12 cm) che hanno la funzione di condurre all'esterno il petrolio. (Fonte: wikipedia)

giacimento non sia sufficiente a una erogazione spontanea, si può valutare la possibilità di installare un sistema di sollevazione artificiale.



Sistemi di sollevamento artificiali (Fonte: enciclopedia Treccani)

Nella miscela d'idrocarburi, vi è anche una componente di sostanze diverse che condiziona i materiali da utilizzare. Infatti, la presenza di acqua insieme alla sovente presenza biossido di carbonio o acido solfidrico, comporta la formazione di soluzioni acide che aggrediscono i materiali costituenti i completamenti. Si adottano pertanto materiali come acciai speciali, elastomeri e materiali compositi in grado di offrire una elevata resistenza alla corrosione. Ulteriore parametro da valutare nella scelta dei materiali è la resistenza alla temperatura, come è noto, infatti, la temperatura aumenta di circa 3° ogni 100 metri di profondità sottoponendo così le strutture metalliche a sollecitazioni meccaniche indotte dalla dilatazione.

Alla base della scelta del tipo di completamento da utilizzare vi sono la tipologia di mineralizzazione e le caratteristiche geologiche e strutturali del giacimento. Si possono individuare due tipi di completamenti ovvero i completamenti convenzionali e i cosiddetti completamenti intelligenti. Questi ultimi, sviluppatisi negli anni Novanta, hanno come obiettivo il consentire una gestione della produzione direttamente nel pozzo, evitando così interventi di manutenzione che causino costi operativi aggiuntivi e interruzioni della produzione.

In fase di progettazione del completamento devono essere programmate anche operazioni da intraprendere per la rimozione di eventuali ostruzioni o per un recupero della capacità produttiva al fine di ridurre i loro costi e semplificare gli interventi.

Alcune operazioni di completamento hanno un carattere preventivo su fenomenologie che si possono verificare in fase di produzione. In particolare, il trascinarsi di solidi dalla formazione, attraverso il completamento, è mal sopportato dall'impianto di produzione in quanto causa fenomeni di erosione e genera inoltre la necessità di separare il particolato solido dal fluido e di smaltirlo opportunamente, ricorrendo così all'installazione di filtri e di dispositivi di trattenimento delle sabbie.

4.4 Impianti di trattamento del gas prodotto

Una buona parte del gas prodotto è utilizzata come combustibile per usi civili e come tale viene distribuita attraverso apposite reti agli utenti. Per questo scopo il potere calorifico del gas deve avere un campo limitato di variabilità. In generale si usa come parametro di riferimento il potere calorifico superiore del metano equivalente a $9,001,6 \text{ kcal/sm}^3$, essendo questo predominante nella produzione di gas naturale. Questo valore può avere un campo di variabilità di massimo $\pm 10\%$ da cui si definisce il contenuto d'inerti accettabili, quali N_2 , CO_2 e altri, nella commerciabilità del gas naturale. Possono essere anche presenti idrocarburi caratterizzati da poteri calorifici superiori consentendo quindi un'ampia variabilità d'inerti, pur mantenendo il vincolo sopra esposto.

Altro parametro caratteristico del gas è la densità specifica riferita all'aria; per semplicità si possono ricondurre i due parametri a un unico detto indice di Wobbe definito come $\text{PCS}/\text{ds}^{0,5}$, dove PCS è il potere calorifico superiore e ds la densità della miscela di gas. Il metano viene sempre assunto come riferimento e il valore del suo indice di Wobbe è di $12094,8 \text{ kcal/Sm}^3$. Il campo di variabilità accettato è di $\pm 5\%$. Questa specifica è di fondamentale importanza perché è alla base dei trattamenti che il gas deve subire per essere commerciabile.

Il trattamento del gas viene realizzato a monte del sistema di trasporto e di distribuzione, quest'ultima infatti non prevede nessun trattamento ma solo riduzioni di pressione; per questo motivo il gas deve rispettare delle specifiche tali da garantire che

in tutte le fasi di trasporto e distribuzione non vi sia la formazione di condensa d'acqua o di idrocarburi.

Spesso le condizioni di punto di rugiada, *dew point*, in acqua e in idrocarburi dipendono anche dal particolare trattamento successivo a cui deve essere sottoposto il gas come il recupero degli idrocarburi superiori o addirittura la liquefazione per il trasporto a pressione atmosferica con metaniere.

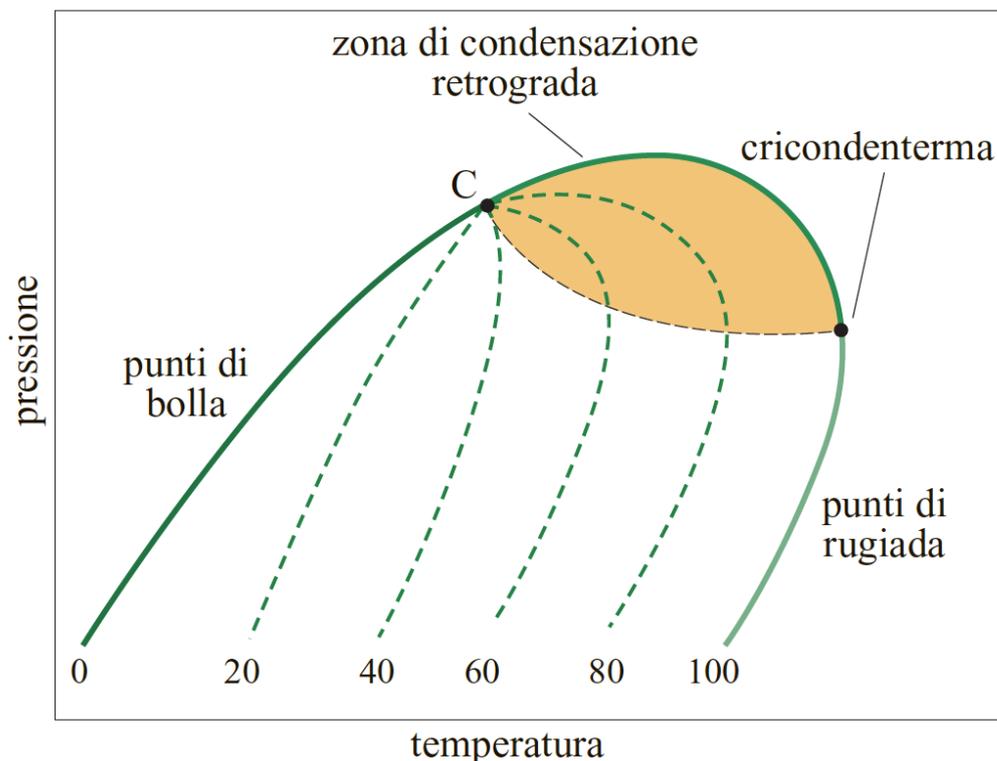


Diagramma di fase per una miscela multicomponente(Fonte: enciclopedia Treccani)

Analizzando i vari elementi presenti nel gas naturale, il contenuto massimo ammissibile di CO₂ è legato al contenuto massimo ammissibile di inerti totali, in genere biossido di carbonio e azoto. Dato che è più facile rimuovere la CO₂ che non l'azoto, si preferisce lasciare invariato quest'ultimo e rimuovere il biossido fino al raggiungimento dell'indice di Wobbe richiesto e/o del contenuto d'inerti totali che non dovrebbe eccedere il 6,5% mol.

Per quanto concerne il contenuto massimo di solfuro d'idrogeno accettato, per le reti di distribuzione negli USA e in Europa, si hanno valori di circa 5,74 mg/Sm³ in volume, dimostrando come la rimozione del H₂S debba essere pressoché totale. Va notato come nei processi di addolcimento del gas naturale si ha una contemporanea rimozione

significativa anche del biossido di carbonio. Il contenuto totale di zolfo, legato alla riduzione dell'inquinamento atmosferico, è di 17 mg/Sm³. Non esiste invece una specifica di contenuto univoca per quanto riguarda il contenuto di solidi sospesi, lo standard di abbattimento viene raggiunto come conseguenza dell'abbattimento di particelle liquide. Molti gas naturali contengono significative quantità di mercurio che in linea di principio andrebbe rimosso per ridurre l'inquinamento atmosferico, ma molto spesso tali gas subiscono solo processi molto semplici di disidratazione e in questi casi il contenuto limitato di mercurio viene tollerato; diversa, invece, è la condizione in cui il gas debba subire processi di refrigerazione in cui la rimozione viene condotta in modo molto spinto fino a 10 ppb.

È noto che una miscela d'idrocarburi gassosi può dare luogo a condensazione d'acqua e di idrocarburi stessi al variare delle condizioni operative. Quando in una corrente di gas si ha la formazione di acqua libera, per effetto della pressione elevata e della bassa temperatura possono formarsi degli idrati, molto instabili ma con caratteristiche fisiche di un solido.

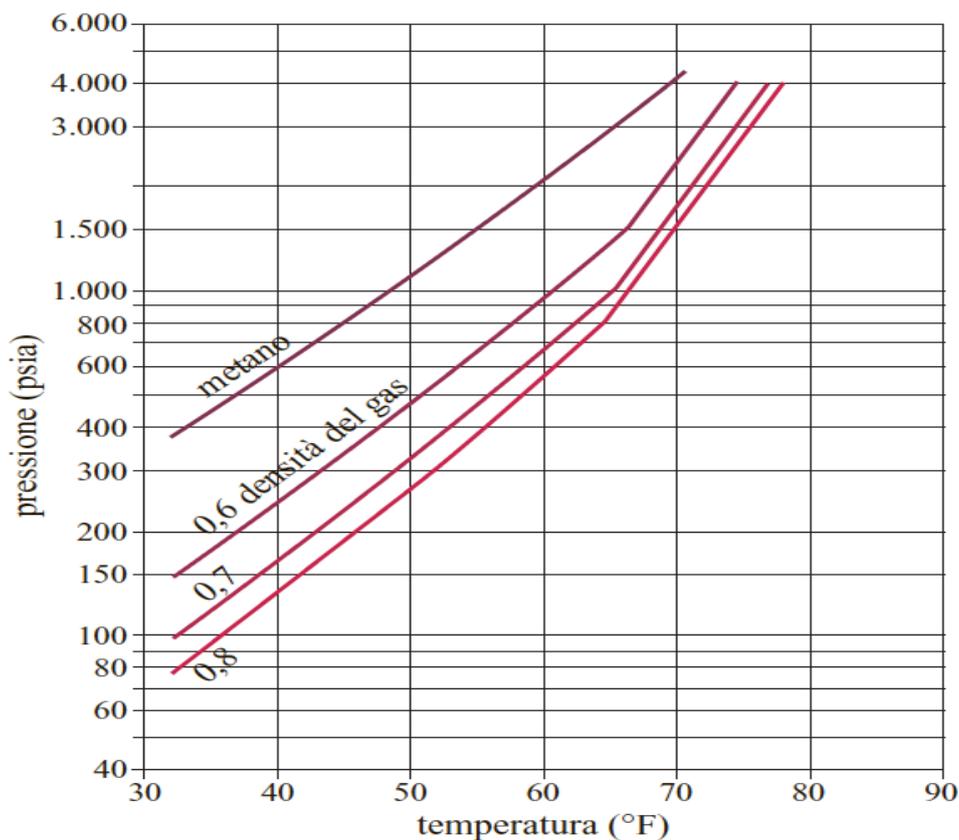
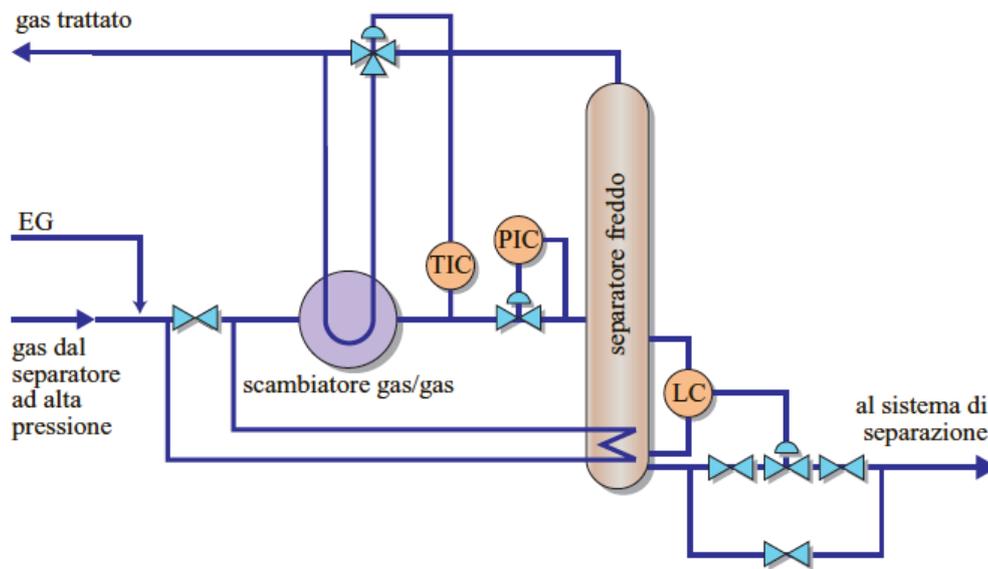


Diagramma temperatura-pressione con curve di formazione idrati(Fonte: enciclopedia Treccani)

La tendenza a formare idrati negli idrocarburi leggeri aumenta con il peso molecolare dell'idrocarburo fino all'isobutano, dal normal-butano in poi tale tendenza si annulla e il componente si comporta come un inerte; mentre la presenza di biossido di carbonio e specialmente quella di solfuro d'idrogeno può favorire la loro formazione. Guardando il diagramma soprastante, si nota bene la tendenza all'aumento della formazione di idrati all'aumentare della densità del gas, anche se tale indicazione è valida con approssimazione in quanto, in quanto, come detto prima, idrocarburi dal normal-butano ai superiori non partecipano a questa formazione, così come inerti tipo l'azoto che alzano il peso molecolare ma riducono la tendenza a formare idrati del gas che li contiene.

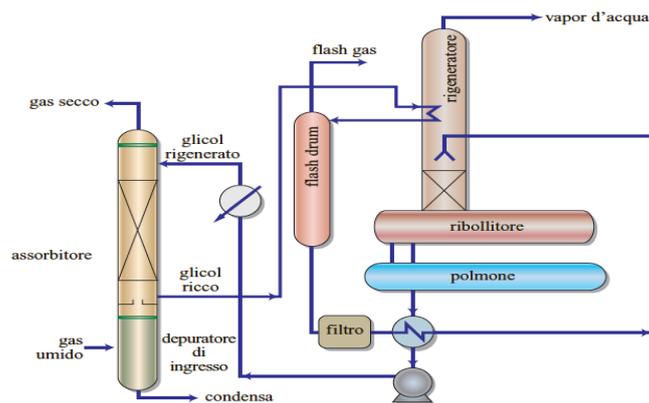
Lo studio per evitare la formazione di questi idrati deriva dall'impatto disastroso che possono creare la formazione di solidi in una linea di trasporto di gas e la possibile formazione di un vero e proprio tappo nella linea coinvolta nel fenomeno. Per eliminare la causa basta la rimozione dell'acqua mediante la disidratazione del gas stesso. Per brevi tratti di linea come nel collegamento del pozzo con il centro di raccolta e di trattamento, dove poi ha luogo la disidratazione, trovano impiego gli inibitori, in special modo il glicol mono/dietilenico. Lo scopo degli inibitori è di abbassare il punto di formazione degli idrati a una temperatura inferiore a quella minima riscontrabile durante il trasporto. Per essere efficace, il glicol deve bagnare tutta la superficie della condotta, ma se questa ha lunghezza notevole, la quantità d'inibitori che si accumula può essere molto rilevante per cui sarà necessario prevedere l'installazione di uno *slug catcher*¹⁰ di notevoli dimensioni. Il gas ottenuto dopo la separazione dal suo inibitore non è a specifica per il trasporto e la distribuzione, pertanto dovrà subire un trattamento di disidratazione.

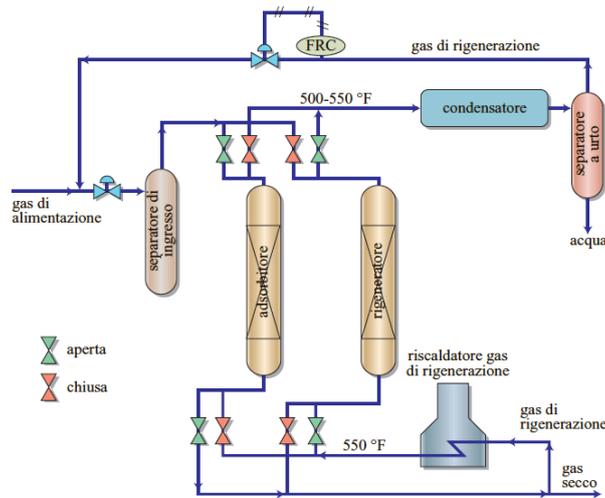
¹⁰ è un'apparecchiatura dell' Oil & Gas utilizzata al termine di un gasdotto per la separazione del gas dai liquidi (principalmente acqua e idrocarburi) e per lo stoccaggio dei liquidi.



Schema di disidratazione di gas con separatore freddo(Fonte: enciclopedia Treccani)

Uno dei metodi più semplici di disidratazione è di raffreddare il gas iniettando contemporaneamente la quantità necessaria d'inibitore. La temperatura finale del trattamento coincide in prima approssimazione con la temperatura di rugiada che si vuole ottenere. Altri tipi di disidratazione avvengono mediante assorbimento con glicol (in genere glicol trietilenico), oppure mediante adsorbimento con setacci molecolari, costituiti da gel di silice, volti a ottenere una rimozione pressoché totale dell'acqua.





Sopra schema semplificato di disidratazione con glicol; Sotto schema di disidratazione a due letti (Fonte: enciclopedia Treccani)

Il degasolinaggio del gas, cioè l'eliminazione dal gas degli idrocarburi che si liquefanno più facilmente, ha tra le sue diverse finalità, quella di renderlo più trasportabile. Infatti, durante la distribuzione e il trasporto, il gas deve rispettare dei punti limite di rugiada in acqua e in idrocarburi; per raggiungere tale obiettivo in generale si richiede una variazione trascurabile della composizione originale del gas che si realizza incidendo sul contenuto di idrocarburi pesanti e superiori. Il condensato che si recupera può essere stabilizzato in modo semplice, del tutto simile a quello sviluppato per il greggio, ottenendo un prodotto che è molto simile a una benzina leggera.

Si possono individuare tre tipi di degasolinaggio: degasolinaggio per adsorbimento, adatti a impianti di piccola capacità per gas naturali non molto ricchi, in cui il gas attraversa un letto solido poroso di gel di silice trattenendo gli idrocarburi superiori fino a saturarsi, dopo di che si procede al recupero degli idrocarburi adsorbiti e alla rigenerazione del letto; degasolinaggio per raffreddamento, nel quale avviene contemporaneamente la disidratazione, il gas naturale è raffreddato in uno scambiatore di calore per opera di un mezzo refrigerante o per espansione se presenta una pressione sufficientemente elevata; degasolinaggio per assorbimento, che sono anche i più diffusi per i vantaggi che presentano nella continuità del ciclo e per efficienza, in cui gli idrocarburi superiori contenuti nel gas sono fatti assorbire in un olio a bassa tensione di vapore e a basso peso molecolare come la gasolina e cherosene, questo è poi rigenerato facendo rivaporare i componenti assorbiti.

Oltre ai sopracitati trattamenti di disidratazione e degasolinaggio, il gas naturale viene sottoposto anche ad altri tipi di processi come l'addolcimento. Questo ha lo scopo di rimuovere i gas acidi, quali CO_2 , H_2S , COS , presenti nel gas naturale. Anche i mercaptani, se presenti in quantità superiori al limite accettabile (20 ppm di zolfo in totale) devono essere rimossi. Esistono diversi metodi di addolcimento del gas naturale, il più comune si basa sull'assorbimento mediante una soluzione alcalina, basandosi su una reazione di neutralizzazione reversibile, per permettere poi la rigenerazione, tra l'acido debole da rimuovere e un reagente basico appropriato. Altro tipo di addolcimento deriva dall'assorbimento con carbonato potassico, non molto diversa dalla soluzione precedente, ma in questo caso il raffreddamento della soluzione rigenerata all'ingresso dell'assorbitore può essere evitato o ridotto al minimo riducendo così il consumo di energia termica per la rigenerazione e l'uso di grandi superfici di scambio. Una rimozione parziale di gas acidi dal gas naturale, principalmente CO_2 , può essere ottenuta mediante membrane semipermeabili il cui principio di funzionamento si basa sul fatto che una miscela di più componenti può essere separata in due correnti distinte sfruttando la permeabilità selettiva di alcuni composti polari presenti nel gas rispetto agli idrocarburi. La prima corrente costituita principalmente dagli idrocarburi, sarà il gas trattato; la seconda, il gas permeato, è una corrente in cui si concentrano il biossido di carbonio e l'acqua rimossi. I limiti principali di questa metodologia sono legati alle notevoli perdite di idrocarburi nella corrente di scarto e al costo operativo molto elevato dovuta alla sostituzione frequente della membrana; mentre il vantaggio principale è costituito dalle dimensioni compatte che si prestano a un'installazione offshore.

In alcuni casi, è necessario un trattamento aggiuntivo per la rimozione dei mercaptani poiché non sono totalmente rimossi durante il trattamento di addolcimento mediante lavaggio amminico. Questi devono essere rimossi se in seguito il gas deve subire particolari operazioni come la liquefazione tramite setacci molecolari usati per la disidratazione; per altre operazioni invece non si deve ricorrere a trattamenti dedicati ma ci si affida al trattamento globale.

Il gas naturale può presentare delle quantità di mercurio, che nel caso di utilizzo di impianti di recupero spinto di LNG e in particolare quelli di liquefazione dove si utilizzano scambiatori costituiti con alluminio e sue leghe, può provocare una amalgama dei suoi elementi, con conseguente distruzione dell'apparecchiatura stessa. È necessario

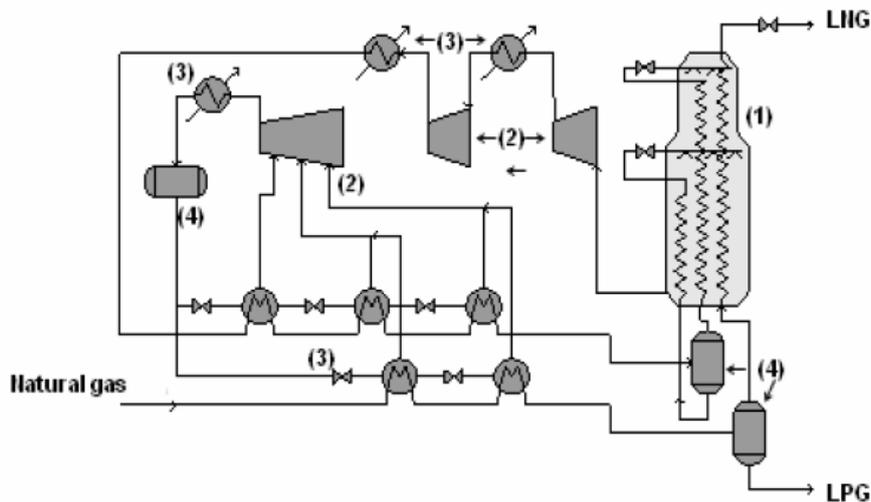
pertanto ridurre preventivamente a bassissime concentrazioni l'eventuale presenza di mercurio nel gas da trattare prevedendo l'installazione di un'unità di rimozione costituita da un reattore su supporto solido che riduce il mercurio a valori di poche ppb e che ha una configurazione simile a un filtro a carbone attivo. Il mercurio, passando per il filtro, reagisce formando HgS, un composto solforato che consente di recuperarlo e manipolarlo in sicurezza. Tale operazione viene effettuata in genere a valle della disidratazione e a monte di tutti i trattamenti successivi.

4.5 Liquefazione del gas naturale

Con il termine liquefazione s'intende il passaggio di un corpo dallo stato gassoso allo stato liquido, tale trasformazione avviene mediante una cessione di calore e quindi è un processo esotermico. I gas presentano una temperatura critica sopra alla quale non possono essere liquefatti per sola compressione.

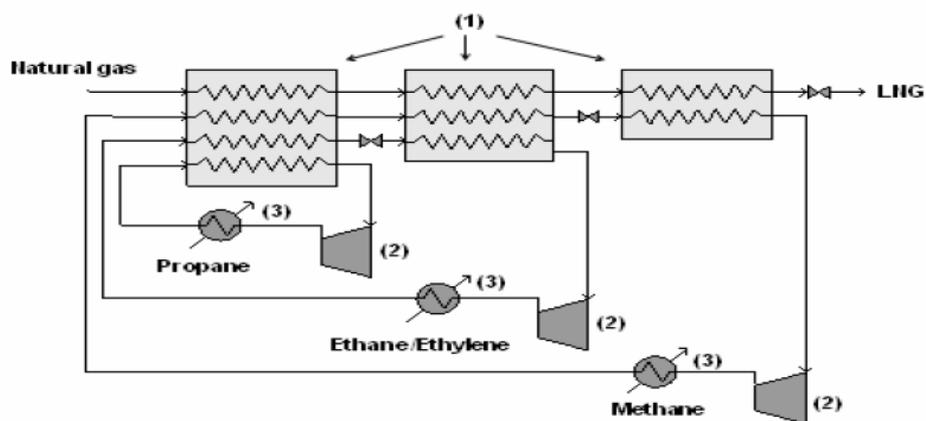
Se ci concentriamo solo sugli impianti di liquefazione di grande capacità si nota che essi sono costituiti da un certo numero di treni di liquefazione in quanto la capacità produttiva massima è limitata dal tipo di refrigerazione scelto e dalle dimensioni dei compressori disponibili sul mercato. Gli sforzi maggiori di miglioramento della tecnologia nella filiera dell'LNG sono rivolti proprio ai processi di liquefazione che rappresentano la fase di maggior consumo di energia. Nel corso degli anni numerosi sono stati i processi proposti e realizzati per adempiere al processo di liquefazione; tra i principali troviamo il PPMR (propane precooled mixed refrigerant process), diffusosi a partire dagli anni Settanta, sono in grado di raggiungere capacità produttive di circa 4,7 milioni di tonnellata l'anno. Il loro funzionamento si basa essenzialmente su due cicli di refrigerazione di cui il primo utilizza un fluido refrigerante puro cioè il propano ed è un ciclo di preraffreddamento, il secondo ciclo di liquefazione e sotto-raffreddamento utilizza una miscela refrigerante composta da azoto, metano, etano e propano. Negli ultimi anni si è affiancato anche un terzo ciclo di post-raffreddamento sempre a refrigerante puro ma in questo caso il refrigerante è l'azoto. Il ciclo a propano si articola su tre o quattro livelli di pressione preraffreddando il gas naturale fino a temperature di circa -35/-40 °C e raffreddando e liquefacendo parzialmente il refrigerante misto (MR) utilizzato nel secondo ciclo. In questo ciclo sono utilizzati scambiatori shell & tube di

tipo kettle in cui si ha che il propano evapora lato mantello e il fluido che invece si raffredda scorre nei tubi. Il cuore dell’impianto di liquefazione è rappresentato dallo scambiatore a spirale noto come “main cryogenic heat exchanger” (MCHE) in cui avviene lo scambio termico tra refrigerante e gas naturale.



Schema di processo PPMR. Fonte: “<http://www.venezuelagas.net/documents/2010-ST-07-eng.pdf>”

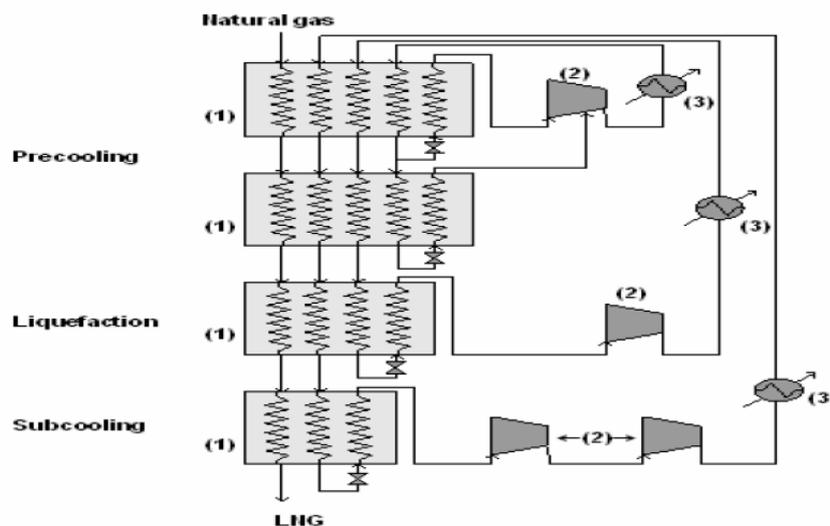
Altro processo di liquefazione sviluppato negli anni Sessanta è il Phillips optimised cascade LNG process (POCLP), il quale opera attraverso tre circuiti di refrigerazione con altrettanti distinti fluidi puri, cioè propano, etilene e metano, posti in cascata. Con questa tecnologia si è arrivati a costruire impianti con che raggiungo capacità produttive di circa 3,7 milioni di tonnellate l’anno.



Schema di processo POCLP. Fonte: “<http://www.venezuelagas.net/documents/2010-ST-07-eng.pdf>”

Per uno dei primi impianti di liquefazione algerini fu sviluppato il cosiddetto ‘Black & Veatch PRICO process’ che utilizza un solo refrigerante misto composto da metano, azoto, propano, etano e iso-pentano in composizione tale da avvicinare il più possibile la sua curva di evaporazione con la curva di raffreddamento del gas naturale. In questo processo il refrigerante è compresso e parzialmente condensato prima di entrare nel complesso di scambiatori di calore all’interno dei quali viene completamente condensato prima di subire laminazione a flash riducendone drasticamente la temperatura. Il fluido freddo così ottenuto viene successivamente utilizzato per liquefare il gas naturale. Quest’ultima fase avviene dapprima con un raffreddamento a circa -35 °C ovvero fino alla temperatura in cui si separano gli idrocarburi più pesanti che saranno avviati al frazionamento, successivamente il raffreddamento continua fino alla liquefazione del metano. Questa tipologia di impianti è molto semplice, permettendo così un abbattimento dei costi anche se la capacità massima di un singolo treno è di circa 1,3 milioni di tonnellate per anno.

Il ‘Mixed Fluid Cascade Process’ (MFCP) è un processo composto da tre cicli in cascata nei quali si utilizzano tre diversi refrigeranti misti composti da metano, etano, propano e azoto. La differenza sostanziale tra questo processo con un ciclo a cascata tradizionale consiste nell’utilizzo di tre fluidi refrigeranti misti che consentono di avvicinare le curve di raffreddamento e riscaldamento dei fluidi che s’incontrano negli scambiatori.



Schema di processo MFCP. Fonte: “<http://www.venezuelagas.net/documents/2010-ST-07-eng.pdf>”

Il processo Liquefin (AP-X) è invece caratterizzato da grandi capacità massime ottenibili per singoli treni che possono arrivare anche a 8 milioni di tonnellate per anno. I circuiti refrigeranti sono due ovvero uno che procede al preraffreddamento e di conseguenza alla separazione degli idrocarburi pesanti e un altro che esegue la liquefazione degli idrocarburi rimanenti. In questo processo si ha inoltre una notevole riduzione di energia necessaria dovuta a una riduzione del fluido refrigerante necessario, in cui si arriva a un rapporto tra quantità di refrigerante e gas naturale inferiore all'unità.

4.6 Trasporto del gas naturale via mare

Se si considera il contributo apportato dal gas naturale alla produzione di energia, si nota che questo occupa il terzo posto al mondo dopo l'olio e il carbone coprendo poco meno di un quarto del fabbisogno energetico mondiale.

L'abbondanza delle riserve, concentrate in Medio Oriente e nelle zone dell'ex unione sovietica, e la versatilità di utilizzazione fanno del gas la fonte energetica più interessante del nostro secolo poiché si prevede che spetterà a esso sostituire il carbone per far fronte alle preoccupazioni ambientali riguardo a un incremento delle emissioni di biossido di carbonio e altri gas serra. A tal proposito il gas naturale utilizzato in impianti a due cicli dà luogo a emissioni modeste e azzerava quelle di biossido di zolfo. Va ricordato che le fonti rinnovabili hanno un elevato potenziale ma nel lungo periodo in quanto ad oggi non sono ancora in grado di svolgere un ruolo determinante nella sostituzione delle fonti combustibili.

Vi è perciò la necessità di una vera e propria globalizzazione del commercio del gas naturale che deve per forza passare da un drastico cambiamento delle modalità di trasporto implicando così un passaggio da una rete di approvvigionamento prevalentemente locale attraverso gasdotti a un predominio di traffico via mare, su grandi distanze, per cui sarà necessario ricorrere largamente ai processi di liquefazione. Ad oggi si può già cogliere l'evoluzione verso l' LNG e si può prevedere un rapido incremento degli approvvigionamenti che nel 2020 potrebbero raggiungere il 15-20% del commercio mondiale di gas. A favorire questa tendenza concorrerà anche il crescente fabbisogno dell'area dell'Asia Pacifica che presentano riserve assolutamente

insufficienti e di cui si prevede un incremento di domanda del 60% comportando così un crescente interesse per il trasporto di GNL e altre tecnologie di trasferimento in grado di coprire grandi distanze.

La tecnologia di trasporto utilizzata, intesa in senso lato, determina il prezzo unitario del gas alla vendita costituendo così un punto di riferimento per l'economicità della coltivazione dei giacimenti. Come già detto, l'incremento di domanda del gas naturale, unitamente a una contrazione di olio e carbone, dà luogo a uno sviluppo commerciale di molte tecnologie di trasporto finora rimaste relegate alla fase sperimentale o di solo di progettazione.

Nel ciclo produttivo i costi variano in funzione della capacità degli impianti di trattamento, della localizzazione se onshore oppure offshore, della distanza dalla costa nonché dalla posizione geografica; perciò il trasporto vanta un ruolo chiave in termini di fattibilità della coltivazione di un giacimento.

La tecnologia di riferimento e più consolidata per il trasporto di gas naturale è il gasdotto che prevede costi di investimento in funzione del diametro della condotta compresi tra 0,66 e 1,44 dollari per milione di BTU¹¹, ai quali si devono aggiungere i costi operativi pari a circa l'1-3% dell'investimento. Le potenzialità dell'espansione del trasporto in condotta riguardano le tecnologie innovative nell'ingegneria offshore, cioè la realizzazione di condotte sottomarine a grande profondità con gradi di sicurezza elevati. La principale limitazione dei gasdotti per il trasporto di gas naturale consiste appunto nella necessità di attraversare i mari che spesso possono vantare profondità di 3000 metri e morfologie particolarmente accidentate che implicherebbero costi troppo elevati.

Per far fronte a questi problemi si vanno a delineare sistemi di trasporto del gas naturale alternativi. In termini di costi, se si considerano i gasdotti e si fissa un costo massimo accettabile alla frontiera di 3 dollari per milioni di BTU, la massima distanza che può coprire è compresa tra 2000 km per l'offshore e i 3800 km per l'onshore. Con ciò si vuole sottolineare come qualsiasi altra tecnologia in grado di portare la stessa quantità di gas naturale con lo stesso costo a distanze superiori risulta potenzialmente una valida alternativa al gasdotto.

¹¹ Il British thermal unit (BTU) è un'unità di misura dell'energia. 1 BTU = 1,055056 kJ

Vi sono numerose alternative al trasporto di gas tutte concorrenti a migliorare il rapporto tra capacità volumetrica di trasporto e contenuto energetico associato, per cui si prospettano sia tecnologie che si propongono di trasportarlo nei mercati remoti e rivenderlo come tale, sia tecnologie che prevedono la conversione energetica ossia nel veicolare il contenuto energetico del gas naturale sotto altre forme.

Per quanto riguarda il trasporto di gas naturale nel mercato di destinazione e la sua vendita come tale abbiamo tecnologie che ricorrono alla sua diminuzione in volume liquefacendolo o comprimendolo; si ottiene così l'LNG (gas naturale liquefatto), il CNG (gas naturale compresso) e gli idrati di gas naturale (NHG) con tecnologia nota come Gas-To-Solid (GTS).

Se si considerano invece le tecnologie volte ad effettuare una conversione del contenuto energetico del gas naturale in altre forme di energia si ha una distinzione tra quelle di conversione in composti liquidi come il metanolo o gli idrocarburi sintetici note come tecnologie Gas-To-Liquid (GTL) e tecnologie di conversione in energia elettrica con relativo trasferimento via cavo dette Gas-To-Wire (GTW).

Fino al 2004, l'unica tecnologia di queste utilizzata commercialmente era l'LNG, che nel 2000 vantava una capacità produttiva di 167,1 miliardi di metri cubi mentre nel 2013 è quasi duplicata fino a raggiungere i 384 miliardi di metri cubi con poli principali di produzione nel Medio-Oriente, Asia Pacifica e Africa.

Il sistema di trasporto di LNG è iniziato già nel 1960 rappresentando a suo tempo solo una tecnologia di trasporto la cui applicazione ha corrisposto a una condizione in cui il trasporto in condotta non risultava economico date le elevate distanze; oggi invece si guarda ad esso come sistema ad alta concentrazione di contenuto energetico che evita di attraversare vari paesi e di intercorrere nelle relative tariffe di transito. Questi impianti sono però ad alto costo d'investimento e presentano un limite inferiore di economicità per il singolo impianto di trattamento di 2,5-3,5 miliardi di tonnellate annuo, comportando così la necessità di avere risorse assicurate di circa 113 miliardi Sm^3 e contratti di vendita di almeno 20 anni.

Interesse notevole rivestono le tecnologie di conversione GTL poiché consentono di trasformare il gas naturale in combustibili di sintesi o in prodotti chimici. Loro caratteristica è l'impiego delle infrastrutture convenzionali nel trasporto e nello

stoccaggio del prodotto per entrare in mercati maturi, non richiedendo così investimenti come navi mercantili e terminali richiesti per l'LNG.

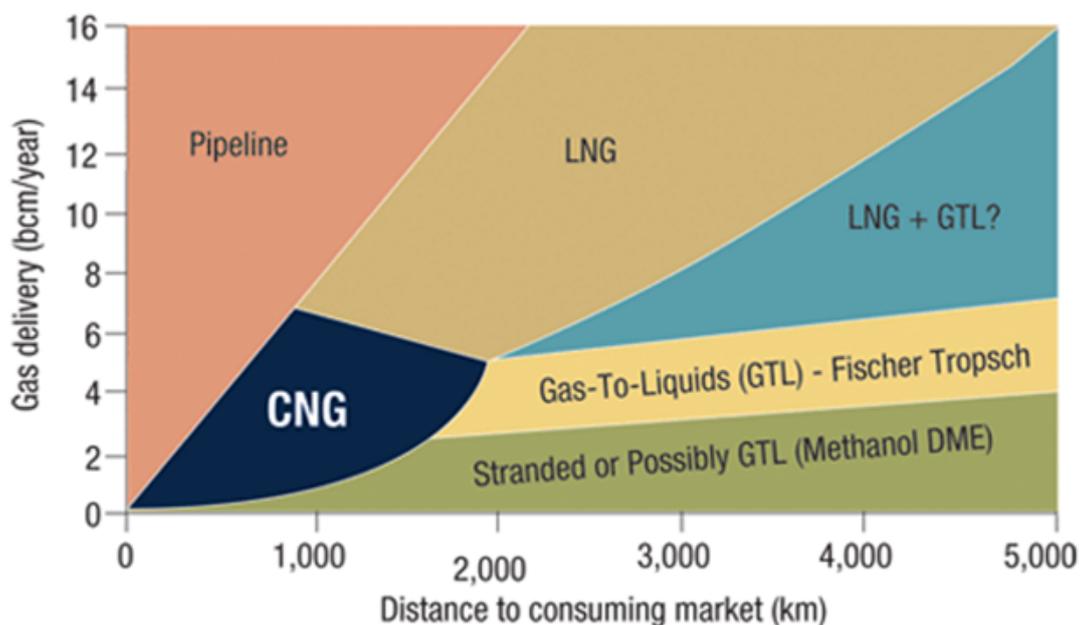
L'idea alla base della tecnologia CNG è il semplice aumento della densità per compressione del gas naturale. Il fattore di riduzione è compreso tra 250 e 300 volte il volume iniziale, richiedendo pressioni elevate e di conseguenza elevata attenzione alla sicurezza nell'immagazzinamento nei serbatoi. Lo sviluppo di particolari soluzioni tecniche di CNG sta facendo emergere questa tecnologia come possibile strumento di sviluppo di riserve di gas remote o economicamente non sfruttabili. Tale tecnologia ha un'efficienza, cioè il rapporto tra gas giunto a destinazione e gas immagazzinato, nel trasporto molto elevata, pari circa al 95% se rapportato all'85% dell'LNG il quale subisce maggiori perdite di vaporizzazione.

La tecnologia GTS è in fase di sviluppo e le ricerche han portato all'introduzione di due forme di trasporto degli idrati, la prima consiste nel produrre idrati in forma di polvere granulare da trasportare a pressione atmosferica e a temperature comprese tra i -30 °C e i -45°C, la seconda consiste nella produzione di idrati e trasportarli in soluzione con acqua. Tali soluzioni prevedono distanze dell'ordine di 3000 km e portate non elevate che si aggirano intorno ai 6 milioni Sm³/d.

Con il GTW si intende perseguire la produzione di energia elettrica in prossimità dei centri di produzione del gas naturale, convertirla in corrente continua ad alta tensione per il trasporto a grandi distanze fino a raggiungere il luogo di utilizzazione. Questa tecnologia è in crescita e viene spesso utilizzata nel recupero di gas associato all'olio, che altrimenti sarebbe bruciato con conseguente ricadute economiche ed ambientali. Vengono ritenuti economicamente redditizi i progetti che prevedono la trasmissione dell'equivalente di 28 milioni Sm³ di gas su distanze di 3000 km. Allo sviluppo del GTW ha contribuito in maniera importante la possibilità d'impiego di microturbine a gas così da consentire la regolazione in funzione della produzione di gas.

In seguito ad uno studio condotto da Seungyong Chang che mette a confronto le tecnologie tradizionali con quelle innovative come CNG, GTL, NGH e GTW, emerge che per produzioni non elevate e su distanze medie, quest'ultime risultano economicamente più convenienti, evidenziando così il peso dei costi delle infrastrutture necessarie per LNG e gasdotti. In casi invece di elevate produzioni e ampie distanze risultano più vantaggiose tecnologie tradizionali, pertanto si possono individuare settori

operativi ottimali per le singole tecnologie di trasporto, in grado di soddisfare le esigenze più diverse dei paesi consumatori.

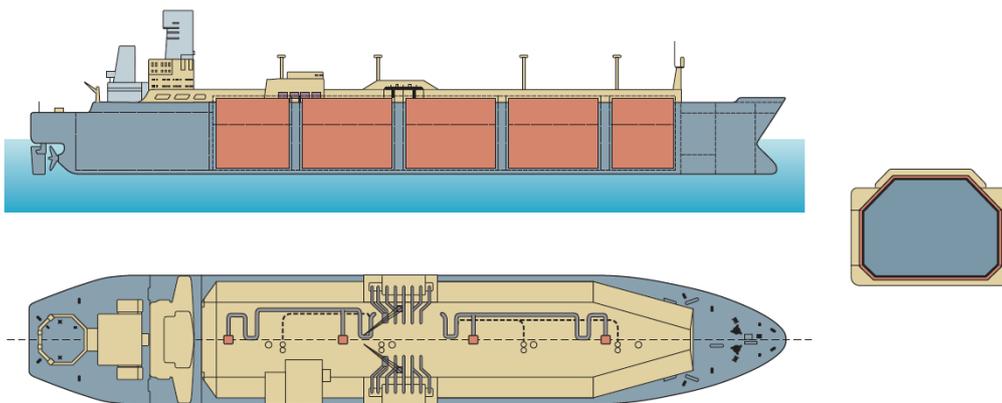


Segmentazione nel trasporto di gas naturale (Fonte: <http://kelleygtm.com>)

4.6.1 Trasporto navi LNG

Gli standard di sicurezza, affidabilità e protezione ambientale nei processi di liquefazione e rigassificazione sin dagli anni Settanta sono sempre stati elevati per quanto riguarda l'LNG. L'innovazione tecnologica ha avuto effetti di riduzione progressiva dei costi in tutte le fasi della catena produttiva contribuendo alla crescita del settore e al successo dell'LNG come fonte di approvvigionamento alternativa. Tuttavia la forte competitività del trasporto in condotta ha relegato l'LNG a una nicchia di mercato ristretta ai Paesi esclusi dalla rete di trasporto e ai Paesi fortemente dipendenti dalle importazioni e che perciò hanno voluto intraprendere una diversificazione delle fonti di approvvigionamento. In primo luogo il mercato di LNG era sviluppato prevalentemente su contratti di forniture a lungo termine comportando un elevato grado di rigidità per ciò che concerne il prezzo, in seguito, dagli anni Duemila, si sono sviluppati contratti a breve termine dando luogo a una rapida crescita del mercato stesso.

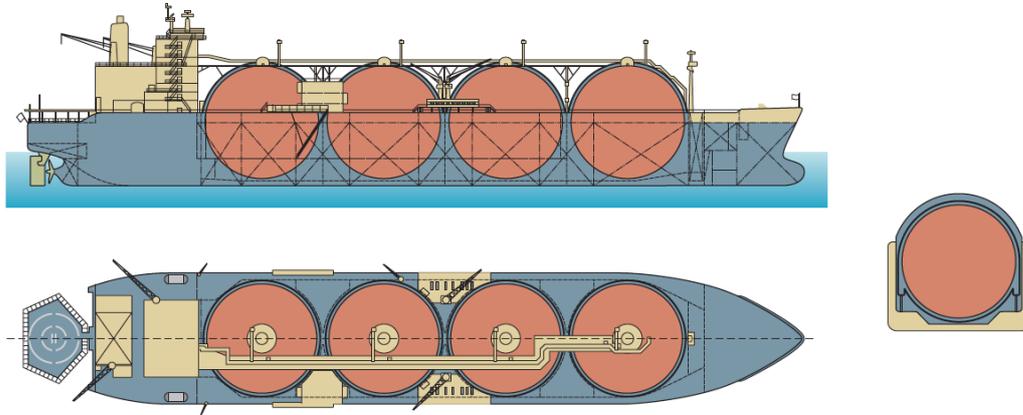
da una membrana con nervature realizzata con un assemblaggio di lastre in acciaio speciale saldate, che aderisce allo scafo per mezzo di un isolante termico, ed una barriera secondaria, costituita da un materiale composito formato da un foglio di alluminio in un wafer di tessuto di fibre di vetro, con lo scopo di proteggere lo scafo della nave da eventuali fughe di LNG. Va rilevato, infatti, che solo alcuni tipi di acciai sono compatibili con le basse temperature che comporta il contatto con gas naturale liquefatto. La capacità della membrana di resistere alle variazioni di temperatura e la sua bassa inerzia termica permettono un rapido raffreddamento dei serbatoi nella fase di carico di GNL ed è inoltre possibile effettuare il viaggio di ritorno senza dover mantenere la temperatura dei serbatoi bassa. Questa tecnica di costruzione è tipica del sistema Technigaz, mentre la Gaztransport adotta metodi costruttivi differenti ovvero prevede la costruzione di due barriere indipendenti in invar, sorrette da scatole d'isolamento termico in legno di balsa riempite di perlite trattata con silicone. Tali membrane sono a tenuta di gas e liquido formando due spazi indipendenti d'isolamento termico che vengono riempiti con azoto liquido a pressione controllata.



Metaniera con serbatoio integrato con sistema a membrana. Fonte: "Enciclopedia Treccani"

Come già accennato, vi è un'ulteriore sistema di costruzione di metaniera, noto come sistema Moss dal nome dell'azienda che l'ha sviluppato, in cui si prevede che i serbatoi siano strutture autoportanti sferiche indipendenti dallo scafo. Tali sfere sono isolate termicamente con l'impiego di opportuni materiali isolanti, inoltre viene lasciata un'intercapedine tra il serbatoio e questi materiali riempita da aria secca o gas inerte come l'azoto per poter aumentare la capacità isolante del sistema e assicurare elasticità alla barriera primaria. Ogni sfera è sostenuta da una camicia cilindrica poggiante sullo

scafo della nave che a sua volta viene protetto da fughe di LNG con una barriera secondaria posta alla base dei serbatoi.



Metaniera con serbatoio autoportanti tipo Moss. Fonte: "Enciclopedia Treccani"

Confrontando le due tipologie, si nota che a favore del sistema Moss vi è soprattutto il minor tempo richiesto per la consegna della nave dovuto al fatto che i serbatoi possono essere costruiti indipendentemente dallo scafo, per poi essere installati in un secondo momento al suo interno; cosa che non può avvenire per le metaniere a membrana in cui i serbatoi devono essere costruiti all'interno dello scafo quando questo è già quasi ultimato. Se si considera la spesa dovuta ai materiali per la costruzione, i serbatoi sferici utilizzano una quantità dieci volte maggiore di leghe metalliche di quella necessaria per navi a membrana; di contro in quest'ultime è richiesto che il materiale isolante abbia caratteristiche meccaniche molto più severe poiché deve anche sopportare il carico del liquido rispetto ai serbatoi autoportanti sferici per i quali si possono scegliere materiali isolanti più economici e leggeri. Infine va rilevato un altro punto a sfavore dei serbatoi sferici caratterizzato dalla loro incompatibilità con gli scafi più efficienti secondo un punto di vista della navigazione. Negli ultimi anni, infatti, gli ordinativi di nuove metaniere si stanno spostando verso il sistema a membrana, nonostante il sistema Moss con serbatoio sferico sia ancora competitivo.

Un problema comune a tutte le navi metaniere è il cosiddetto gas di boil-off (BOG), cioè lo scambio termico che si verifica tra l'interno e l'esterno dei serbatoi che provoca una vaporizzazione dell'LNG e conseguente libera del gas. Una prima conseguenza della produzione di BOG è la tendenza all'aumento della pressione nel serbatoio nel caso in cui il vapore stesso non sia progressivamente estratto. Sebbene la portata di

BOG sia significativamente minore di quella dell’LNG, si rende necessaria una sua efficiente conversione energetica; questo, infatti, viene spesso riutilizzato a bordo della nave sia per la propulsione, nel caso essa sia provvista di turbine a vapore, sia per i servizi presenti a bordo. Nel caso in cui i sistemi di propulsione siano affidati a motori a diesel, il gas viene ri-liquefatto. Normalmente, su una metaniera, il tasso di boil-off varia giornalmente dallo 0,1% allo 0,2% del carico di LNG; risultato ottenuto grazie alla crescente ottimizzazione tecnica ed economica del sistema d’isolamento che può essere migliorato solo a costi crescenti.

4.6.2 Trasporto navi CNG

Una delle prime alternative tecnologiche valutate in passato per il trasporto del gas naturale fu il CNG (gas naturale compresso), che al giorno d’oggi è noto a livello internazionale come carburante alternativo, dotato di ridotte emissioni e discrete prestazioni.

Con la recente realizzazione del modulo di stoccaggio Coselle messo appunto dalla Cran & Stenning e conseguente sviluppo del vettore per CNG con moduli Coselle, si è presentata l’opportunità di impiegare la tecnologia del gas naturale compresso anche per il trasporto via mare. Come evidenziato dalla figura riportante la segmentazione nel trasporto del gas naturale, si ritiene che il CNG sia più economico dell’LNG e del gasdotto in caso di volumi modesti di produzione, nell’ordine di circa 5-15 milioni di Sm³/d per distanze che variano tra 800 e 3000 km, e nel caso si faccia ricorso anche a tecnologie di raffreddamento per produzioni fino a 20 milioni di Sm³/d e distanze comprese tra 250 e 5000 km.



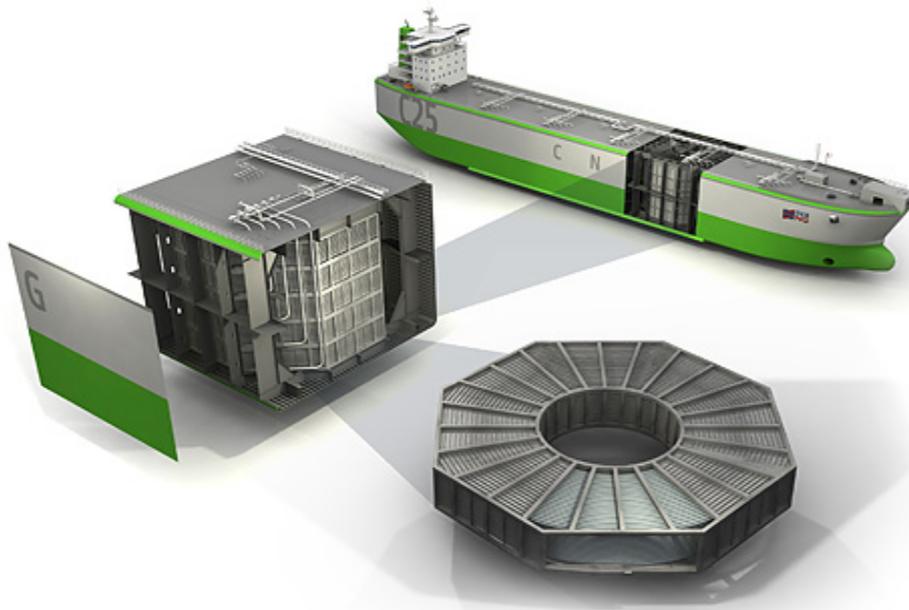
Ciclo di produzione e trasporto del Gas naturale compresso (Fonte: Enciclopedia Treccani)

Il ciclo del CNG comprende un eventuale trattamento del gas naturale, una compressione ed opzionale raffreddamento, una fase di caricamento e trasporto con navi ed infine una ricezione e scarico per decompressione. Come si può notare questo ciclo è

molto semplice e non necessità di impianti con particolari caratteristiche se non la necessità di un'elevata capacità di compressione. I limiti maggiori che hanno costituito per lungo tempo la concreta applicabilità di questa tecnologia al trasporto via mare riguardano la sicurezza del processo, specialmente lo stoccaggio di materiale infiammabile ad alta pressione. Si parla di pressioni di esercizio previste nello stoccaggio nell'ordine di 200-250 bar a temperatura ambiente. Grazie allo sviluppo di tecnologie ingegneristiche avanzate che implicano l'utilizzo di materiali compositi si è reso possibile un sistema di trasporto più sicuro ed efficiente; inoltre qualora si decida di raffreddare leggermente il gas portandolo a temperature di circa -30°C , la pressione diventa circa la metà della pressione di stoccaggio a temperatura ambiente, ottimizzando così l'immagazzinamento derivanti da una riduzione di pressione e dei rischi associati ed ottenendo oltretutto una capacità uguale o addirittura superiore a quella in assenza di refrigerazione. Con questa tecnologia si ha un fattore di riduzione di volume variabile tra 200 e 250 volte, pari circa a poco più di un terzo di quello ottenibile con LNG.

La prima nave per il trasporto di CNG risale agli anni Sessanta ed era costituita da una serie di bombole verticali, che però a causa dei costi molto alti dei contenitori stessi non ha mai raggiunto una fase commerciale. Come già accennato, Cran & Stenning hanno ideato un nuovo tipo di serbatoio in pressione denominato Coselle, la cui prospettiva ha rinnovato l'interesse verso il trasporto marino di gas naturale compresso. Successivamente sono emerse altre tecnologie come il VOTRANS (Volume Optimized TRANsport and Storage), il PNG (Pressurized Natural Gas) , il GTM (Gas Transportation Module) e il CRPV (Composite Reinforced Pressure Vessel).

L'idea che sta alla base del sistema Coselle è di creare uno stoccaggio in nave capiente ma compatto, utilizzando tubi. Tale sistema consiste nell'avvolgimento di un tubo di piccolo diametro, di circa 6", attorno a un rocchetto, per una lunghezza complessiva di 15 km.



Nave per il trasporto di CNG basata sul sistema Coselle (Fonte: <http://www.marinelog.com>)

La voce di spesa che maggiormente incide sui costi di realizzazione di una nave cisterna per CNG è dovuta ai sistemi di contenimento del gas e ai sistemi di controllo e sicurezza; spesa che comunque rimane di gran lunga inferiore a parità di livelli di sicurezza rispetto a navi utilizzanti bombole. Per assicurare l'isolamento da potenziali fonti di pericolo di incendio le stive sono saturate con azoto. Inoltre va evidenziato che il gas naturale necessita di un pretrattamento per la disidratazione, allo scopo di evitare la formazione di idrati o altri depositi che potrebbero ostruire i tubi o ridurre l'efficienza e la capacità del trasporto nonché la sicurezza stessa.

Il VOTRANS è un sistema di trasporto innovativo che si basa su un'ottimizzazione dei volumi occupati, su sistemi di carico e scarico simili agli altri CNG, ma a pressioni e temperature più basse. Tali navi sono progettate sia con serbatoi orizzontali sia verticali in acciaio al carbonio per capacità di stoccaggio che possono superare i 60 milioni di Sm^3 . I primi sono preferiti per navi più grandi mentre i serbatoi verticali si utilizzano principalmente per volumi inferiori ai 30 milioni di Sm^3 .



Nave basata sul sistema VOTRANS con serbatoi orizzontali (Fonte: <http://www.marinetalk.com>)

Il singolo serbatoio di stoccaggio consiste in un insieme di serbatoi connessi tra loro così da formare un unico sistema di stoccaggio. La sviluppatrice di questo progetto, l'Enersea, oltre ad aver avviato numerosi studi al fine di dimostrare che questo sistema di trasporto non è più rischioso degli altri, sta sviluppando un sistema di stoccaggio da impiantare a terra, denominato VOLANDS (Volume Optimized LAND Storage) che può avere capacità fino a 60 milioni di Sm³ e portata di consegna fino a 15 milioni Sm³/giorno.

Il sistema GTM si basa su una nuova tecnologia brevettata dalla NCF Industries per il trasporto del gas naturale ovvero la presenza di serbatoi in pressione in materiale composito rinforzato, costituiti da tubi di grosso diametro di acciaio basso legato ad alta resistenza rinforzati con materiali compositi di elevate caratteristiche. Questi materiali hanno resistenza meccanica di oltre 650 MPa ed alta resistenza alla corrosione. Il serbatoio tipico ha dimensioni longitudinali di circa 24 metri e un diametro di 1,5 metri con pressioni operative di 200 bar. Concludendo questa tecnologia non è innovativa di per sé, ma viene applicata a un nuovo processo e a dimensioni mai raggiunte prima.



Nave basata sul sistema GTM (Fonte: Enciclopedia Treccani)

Altro sistema sviluppato dalla Trans Ocean Gas per il trasporto del gas naturale è il CRPV che si basa sull'utilizzo di serbatoi in materiale composito, più leggeri e sicuri dei loro equivalenti in acciaio, raggruppati in moduli e inseriti l'uno nell'altro verticalmente nello scafo della nave. Il singolo elemento ha diametro di circa 1 metro per 12 metri di lunghezza ed è progettato per pressioni operative di 250 bar. Il sistema di trasporto è completato dai sistemi di valvole posti sul ponte principale e da un sistema di refrigerazione convenzionale, utilizzato per massimizzare la capacità di stoccaggio e per evitare la formazioni di idrati durante le fasi di carico e scarico; inoltre la presenza di un'unità di compressione posta a bordo potrà essere utilizzata nel caso di carico e scarico in un terminale di ancoraggio offshore.

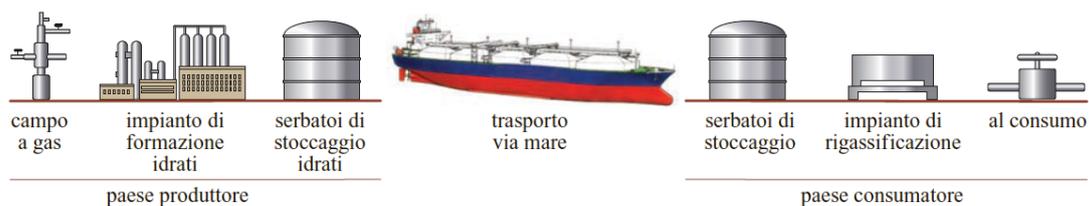
La Knutsen OAS ha sviluppato la tecnologia per il trasporto di gas naturale compresso Pressurized Natural Gas (PNG) il cui schema progettuale si fonda sull'utilizzo di serbatoi cilindrici in acciaio disposti in modo verticale e raggruppati a formare unità di stoccaggio. Questa compagnia ha sviluppato tre differenti tipi di navi con capacità rispettivamente di 3,4 milioni di Sm³, 20 milioni di Sm³ e 30 milioni di Sm³. È prevista per le operazioni di carico e scarico la possibilità di connessione attraverso la chiglia della nave consentendo sia il carico diretto da satelliti sottomarini con profondità comprese tra 50 e 500 metri, sia l'impiego di un sistema di ancoraggio concepito appositamente per queste operazioni in tutta sicurezza al largo della costa. Nella tabella sottostante sono fornite le caratteristiche peculiari per un confronto di ciascuna tecnologia CNG.

CARATTERISTICHE	VOTRANS	COSELLE	TRANS OCEAN GAS	PNG
Capacità	5-50-10 ⁶ Sm ³	1,5-35-10 ⁶ Sm ³	5-35-10 ⁶ Sm ³	2-30-10 ⁶ Sm ³
Distanza trasporto	350-7.500 km	Fino a 3.500 km	-	Fino a 5.000-6.000 km
Tipologia	Tubi di grande diametro contenuti in scatole isolate e riempite di azoto	Circa 144 bobine di piccolo diametro, tipicamente costituite da 1.600 km di tubi da 6" DN	Serbatoi in PEAD con estremità in acciaio inossidabile con rivestimento in fibre di vetro o di carbonio	Cilindri in acciaio di 1 m di diametro e 19-38 m di lunghezza
Pressione	90 bar	250 bar	250 bar	250 bar
Temperatura	-30 °C	0 °C	5 °C	ambiente
Dimensioni nave	8-15-10 ⁶ m ³	16-10 ⁶ m ³	15-10 ⁶ m ³	20.000 tsl

Confronto tra le varie tecnologie di trasporto CNG (Fonte: Enciclopedia Treccani)

4.6.3 Gas To Solid (GTS)

Negli ultimi anni sta destando particolare interesse la tecnologia del GTS per il trasporto del gas naturale. Facendo un confronto economico con il gas naturale liquefatto che tiene in considerazione sia l'impianto produttivo sia il trasporto, si nota come il GTS sia complessivamente più economico del 24% nei costi totali d'investimento. Se si volesse rappresentare l'andamento dei costi di diversi sistemi di trasporto, per distanze superiori a 1000 km, si noterebbe come il GTS sia economicamente più conveniente del trasporto per gasdotto e sempre più conveniente dell'LNG poiché i costi di investimento sono inferiori. Nonostante queste osservazioni, il trasporto del gas naturale via mare sotto forma di idrati non vede ancora oggi un impiego commerciale. Il ciclo GTS, in analogia con quanto avviene per l'LNG consta di una fase di trattamento e trasporto via gasdotto fino alla costa del gas, trattamento dello stesso per rispettare le specifiche del processo di solidificazione, trasformazione in idrati di metano con loro stoccaggio e caricamento, trasporto via nave fino al paese consumatore, stoccaggio e infine rigassificazione. L'investimento principale per il GTS è costituito dall'impianto di formazione degli idrati che ne è anche il cuore di tutto il ciclo. La capacità di concentrazione del gas naturale in idrato è variabile, infatti, 1 m³ di idrato può contenere da 75 a 170 Sm³ di gas naturale, a seconda della tecnologia adottata.



Ciclo di produzione e trasporto del GTS (Fonte: Enciclopedia Treccani)

Il processo di formazione degli idrati consiste nel far interagire il gas naturale con l'acqua in un reattore appositamente concepito; a fine processo questi possono presentarsi o sotto forma di semplici cristalli di ghiaccio (dry hydrates) oppure in un impasto semiliquido denominato slurry. La stabilità degli idrati è fortemente influenzata dalla composizione di gas naturale utilizzato, infatti, si è notato come idrati formati da solo metano siano più instabili di quelli formati con miscela che contiene etano, propano e butano. Sovente, l'idrato viene pellettizzato, ovvero ne viene compressa la

polvere in modo da compattarla sotto forma di sferette delle dimensioni volute, in quanto questa forma offre maggiori vantaggi in termini di volume di gas trasportato, di efficienza di autopreservazione e movimentazione e di costanza delle proprietà della massa. La proprietà di autopreservazione è definita come la capacità di arresto della dissociazione dell'idrato in condizioni d'instabilità. Tale proprietà si esplica quando l'idrato di gas naturale che viene generato ad alte pressioni e basse temperature, viene ricondotto a pressione atmosferica. In questa circostanza la dissociazione avviene sulla superficie esterna la quale è temporaneamente ricoperta da una pellicola d'acqua; questa, siccome il processo si verifica a temperature prossime allo zero, si trasforma in ghiaccio che arresta la decomposizione stabilizzando l'idrato al suo interno. Da queste osservazioni si ha la possibilità di trasportare e stoccare l'idrato a temperature di poco inferiori allo 0, a pressione atmosferica, riducendo così gli investimenti necessari nonché i costi di esercizio per operare a temperature inferiori semplicemente sfruttando tale proprietà di autopreservazione.

Per quanto riguarda i sistemi di stoccaggio e trasporto degli idrati di gas naturale, essi sono sintetizzabili nei sistemi refrigerati a pressione atmosferica e nei sistemi pressurizzati. Nel caso di sistemi pressurizzati ci si riferisce al trasporto di sospensioni di idrati che si presentano in una fase pseudo-liquida avendo così le stesse capacità di riempimento di un qualsiasi fluido; lo slurry viene così trasferito nei serbatoi in pressione di circa 10 bar e caricato a bordo di navi capaci di mantenere temperature attorno ai 2° C.

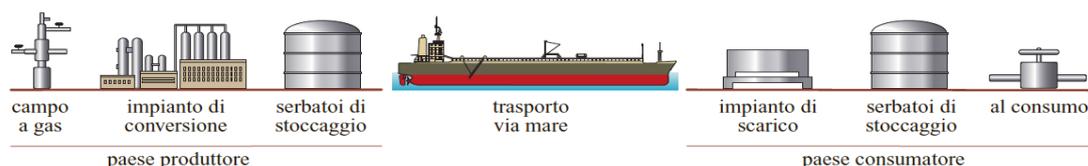
Se invece si prevedono il carico e il trasporto d'idrati in polvere, la forma ottimale è quella del pellets; ed ai fini di ottimizzare l'efficienza di riempimento delle vasche di trasporto, si è pensato di utilizzare pellets di dimensioni diverse consentendo così una densità di carico maggiore. Poiché la temperatura richiesta è compresa tra i -15° C e i -50° C, non è necessario l'impiego di materiali con prestazioni particolarmente elevate e quindi possono essere utilizzati mercantili standard, curando in modo particolare il contenimento del carico cioè l'insieme degli accorgimenti e delle tecniche utilizzati per la custodia e la conservazione del carico stesso a bordo, limitando l'assorbimento di calore dall'esterno e utilizzando semmai a fini propulsivi il gas liberato dalla porzione d'idrato che si dissocia durante il viaggio.

Infine, dopo la ricezione presso un terminale convenzionale, gli idrati di gas naturale, sono avviati verso la rigassificazione, fase in cui è fornito calore ad essi per portarlo in condizioni di instabilità e quindi procedere alla liberazione del gas naturale contenuto nello scheletro di ghiaccio.

4.6.4 Gas To Liquid (GTL)

Spesso s'introduce il concetto di GTL (Gas To Liquid) parlando di "stranded gas", cioè quel gas naturale presente in forma associata all'olio e frequentemente bruciato in torcia, in quanto sia in termini di quantità che di località se ne rende difficile assicurarne l'impiego come fonte energetica. Questa tecnologia si presta a rendere disponibili risorse energetiche emarginate o addirittura disperse perché con tale processo di conversione si forniscono prodotti di valore commerciale più elevato. Punto di forza lo si individua nel quadro sempre più pressante dei requisiti di rispetto ambientale che il settore energetico si trova ad affrontare. I vari esperimenti condotti sui carburanti di sintesi ottenuti con il processo GTL per quanto riguarda la riduzione delle emissioni hanno dimostrato che essi rappresentano una valida possibilità a quelli tradizionali per soddisfare gli standard di emissione. Inoltre essi si prestano come i più promettenti per essere impiegati nelle celle a combustione per la produzione d'idrogeno siccome presentano un contenuto in idrogeno doppio di quello del metanolo e inoltre essendo privi di zolfo, aromatici e metalli pesanti danno luogo a una produzione minima di residui nelle celle. La maggiore difficoltà nell'espansione e nella crescita del GTL è legata alle incertezze tecniche su come portare gli attuali impianti alle dimensioni proposte nei numerosi progetti, alle quali si affiancano gli elevati costi di investimento; costi stimati circa due volte e mezzo superiori a quelli di LNG.

Il ciclo del GTL si articola in un trattamento e trasporto via gasdotto fino all'impianto, in un trattamento del gas per rispettare le specifiche richieste dal processo di trasformazione in liquidi, conversione del gas in prodotti liquidi, stoccaggio e caricamento su navi ed infine ricezione e stoccaggio nel paese consumatore.



Ciclo di produzione e trasporto del GTL (Fonte: Enciclopedia Treccani)

Si possono individuare due gruppi di processi di conversione del gas naturale in idrocarburi liquidi cioè una conversione diretta e una conversione indiretta.

Nei processi di conversione diretta si ha una forte influenza dalla stabilità dei costituenti del gas naturale, che necessitano di un co-reattivo per fornire prodotti convertibili in liquidi; a seconda di quale tipo di co-reattivo si utilizza, si possono ottenere composti alogenati, azotati o solforati, metanolo, formaldeide o gas di sintesi. Questi processi di conversione diretta, a causa del loro elevato costo, non hanno ancora avuto un'industrializzazione.

Invece, i processi di conversione indiretta, sono stati largamente impiegati dal punto di vista industriale per la produzione di combustibili. Sono processi che hanno origine con la produzione del gas di sintesi, che, dopo averne stabilito la composizione, si distinguono in processi di sintesi diretta di idrocarburi liquidi attraverso la reazione Fischer-Tropsch; processi di sintesi dell'ammoniaca o urea; processi di sintesi del metanolo o di una sua miscela con alcoli superiori che possono essere o incorporati direttamente in carburanti o convertiti in una seconda fase in idrocarburi liquidi o in eteri. In questi processi, più della metà degli investimenti è assorbita per la produzione della miscela di ossidi di carbonio e d'idrogeno che sono i costituenti del gas di sintesi. I processi primari per la produzione del gas di sintesi sono costituiti dall'ossidazione parziale del metano con una reazione di tipo esotermico e un "reforming" con vapore secondo una reazione endotermica.

5 – RIGASSIFICAZIONE

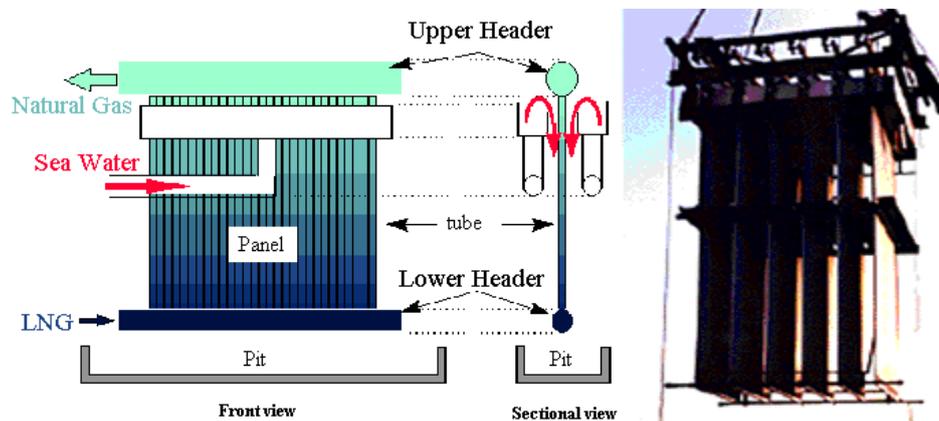
A differenza di quanto accade per i processi di liquefazione, la rigassificazione, ad oggi, avviene secondo modalità molto diverse tra loro. Le differenze tra gli impianti di rigassificazione non sono solo riconducibili al processo vero e proprio, ma riguardano soprattutto l'infrastruttura che ospita l'impianto.

La rigassificazione è un processo alquanto semplice che consiste nel riscaldare l'LGN in uno o più scambiatori; la scelta del processo si riduce così alla scelta del fluido di servizio che deve cedere le notevoli quantità di energia in gioco all'LNG e questa si basa su considerazioni di carattere economico e di conseguenza di carattere energetico.

Attualmente le soluzioni di processo previste commercialmente sono quattro:

- Vaporizzatori a bruciatore sommerso (SCV)
- Vaporizzatori ad acqua di mare in circuito aperto (ORV)
- Vaporizzatori a doppio fluido di servizio (in genere propano in circuito chiuso e acqua in circuito aperto)
- Vaporizzatori con fluido intermedio (generalmente miscela glycol – acqua)

5.1 Vaporizzatori ORV



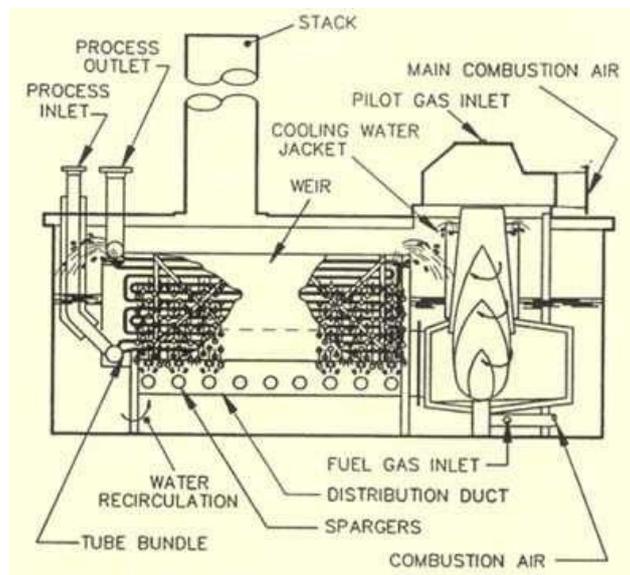
Funzionamento e struttura di un vaporizzatore ORV (Fonte: Snam Rete Gas)

I vaporizzatori ORV, cioè quelli ad acqua di mare, sono costituiti da batterie aperte di tubi verticali in cui scorre il gas naturale, mentre l'acqua li lambisce all'esterno in controcorrente raffreddandosi di circa 2-3° C. I tubi sono costruiti in lega di alluminio e sono protetti dalla corrosione da uno strato di lega alluminio-zinco depositato a caldo.

Questa soluzione è considerata molto affidabile e sicura e sono previsti come elementi primari in impianti di grandi dimensioni. Questa tecnologia ha subito nel corso degli anni dei miglioramenti che le hanno consentito una maggiore capacità specifica, minori investimenti, ingombri e consumi di acqua di mare nonché migliori prestazioni operative.

5.2 Vaporizzatori SCV

I vaporizzatori a fiamma sommersa SCV utilizzano l'energia di un combustibile, di solito una piccola frazione compresa tra l'1,5% e il 2% del gas trattato. Questa soluzione, rispetto agli ORV richiedono minori investimenti iniziali ma maggiori costi d'esercizio. Normalmente sono impiegati in impianti di piccole dimensioni non di base o con ampie variazioni del carico, cioè con rapidi tempi di risposta, oppure quando non sia possibile utilizzare per svariati motivi l'acqua di mare. Gli SCV consentono efficienze energetiche globali molto elevate, per la condensazione dell'acqua prodotta durante la combustione; si ha il 90-93% sul PCI con un bagno a 38-50°C e uso per carichi di picco, mentre del 95-99% sul PCI con un bagno a 15°C e impiego in impianti di base e quindi con più ampie superfici di scambio.



Struttura di un vaporizzatore SCV (Fonte: Snam Rete Gas)

Le varie caratteristiche peculiari delle possibili soluzioni d'installazione sono valutate sulla base di criteri di accettabilità ambientale e sociale dell'opera permettendo così la

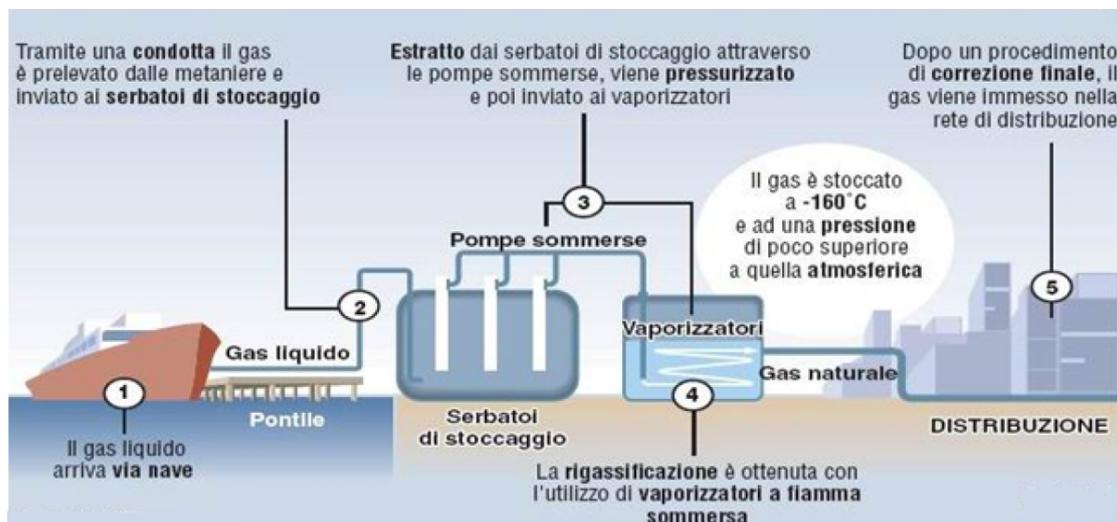
progettazione dell'impianto in modo molto più flessibile rispetto a ciò che avviene per quello di liquefazione.

Per quanto riguarda l'impianto vero e proprio di rigassificazione abbiamo tre principali tipologie:

- Impianto Onshore (esempio Panigaglia)
- Offshore Gravity Based Structure GBS (esempio Rovigo)
- Offshore FSRUs:
 - a) Floating Storage and Regasification Units mobile (esempio Falconara)
 - b) Floating Storage and Regasification Units fisso (esempio Livorno)

5.3 Impianto Onshore

Gli impianti Onshore sono in assoluto i più collaudati ed utilizzati in quanto sono stati i primi ad essere stati sviluppati e ad essere entrati in commercio nonché rappresentano la scelta più economica anche se richiedono grandi aree e possono presentare alcune criticità per ciò che riguarda la sicurezza.



Schema di un impianto di rigassificazione Onshore (Fonte: <https://marcotorbianelli.wordpress.com>)

Si tratta di un complesso di opere, in genere ubicati nei pressi di grandi aree portuali, che comprendono non solo il rigassificatore vero e proprio, ma anche un sistema di stoccaggio dell'LNG che permette una certa elasticità nelle operazioni di ricezione delle metaniere e immissione in rete. Tali impianti utilizzano il processo ad acqua di mare o a

bruciatore sommerso, che soventemente sono installati entrambi per supplire alle eventuali insufficienze o a guasti di uno dei due. Nelle operazioni è prevista una linea di boil-off gas, cioè quella parte di gas che evapora nei serbatoi di stoccaggio a terra, per il quale è previsto il riutilizzo in tre modi distinti ovvero il ritorno ai serbatoi della nave ove è utilizzato per mantenere in temperatura il serbatoio a bordo e per occupare il volume lasciato libero dal liquido; la compressione e re-liquefazione che ne consente di essere reinserito nella linea del liquido per la rigassificazione; ed infine ultima opzione la combustione in una torcia, in genere evitata fino al raggiungimento della saturazione di capacità delle altre due alternative.

5.4 Impianto Offshore GBS

Gli impianti di tipologia Offshore Gravity Based Structure (GBS) sono delle specie “d’isole artificiali” sulle quali si trovano i serbatoi di stoccaggio, l’impianto di vaporizzazione e tutte le strutture necessarie al suo funzionamento. Di questo tipo è il rigassificatore di Rovigo, costituito da una struttura in cemento armato in cui sono alloggiati i serbatoi in acciaio. Qui, le metaniere possono attraccarvi e scaricare il gas naturale liquefatto che sarà poi riportato allo stato aeriforme dall’impianto di rigassificazione posto anch’esso sulla medesima “isola”.



Impianto di rigassificazione Offshore GBS di Rovigo (Fonte: <http://www.rovigo24ore.it>)

La struttura di un impianto GBS giace parzialmente sott'acqua, mentre la rimanente parte è emersa per almeno 5 metri sopra il livello del mare e ospita le apparecchiature atte alla ricezione, immagazzinamento e al processo dell'LNG. I serbatoi possono essere uno o più di uno. Le strumentazioni per l'attracco sono in genere configurate per accoppiare direttamente la struttura alla nave metaniera facilitandone così il trasferimento. Generalmente sono presenti strutture di protezione per evitare il movimento della struttura che potrebbe essere generato dal movimento ondoso o da condizioni climatiche avverse. Si ricorre a zavorre solide (come sabbia) e liquide (ad esempio acqua) in modo da permettere alla struttura di restare alloggiata sul fondo del mare. L'impianto di rigassificazione è costituito da uno scambiatore di calore per la vaporizzazione che utilizza l'acqua di mare, preventivamente trattata in modo da filtrare corpi grossolani, per gassificare l'LNG. Questa è portata agli scambiatori di calore attraverso l'impiego di pompe. Gli impianti di rigassificazione di questo tipo sono in genere costruiti onshore, trasportati in un secondo momento nelle zone dove s'intende ubicarli e fatti adagiare al fondale marino tramite opportune zavorre.

Il collegamento tra l'impianto offshore e la rete di distribuzione localizzata sulla costa è garantito da un breve tratto di metanodotto sottomarino. Le strutture GBS, pur presentando un costo di realizzazione decisamente superiore degli impianti Onshore, presentano il vantaggio di allontanare gli impianti di rigassificazione dalle zone urbane nonché di agevolare le operazioni di scarico dell'LNG dalle metaniere in alto mare.

5.5 Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)

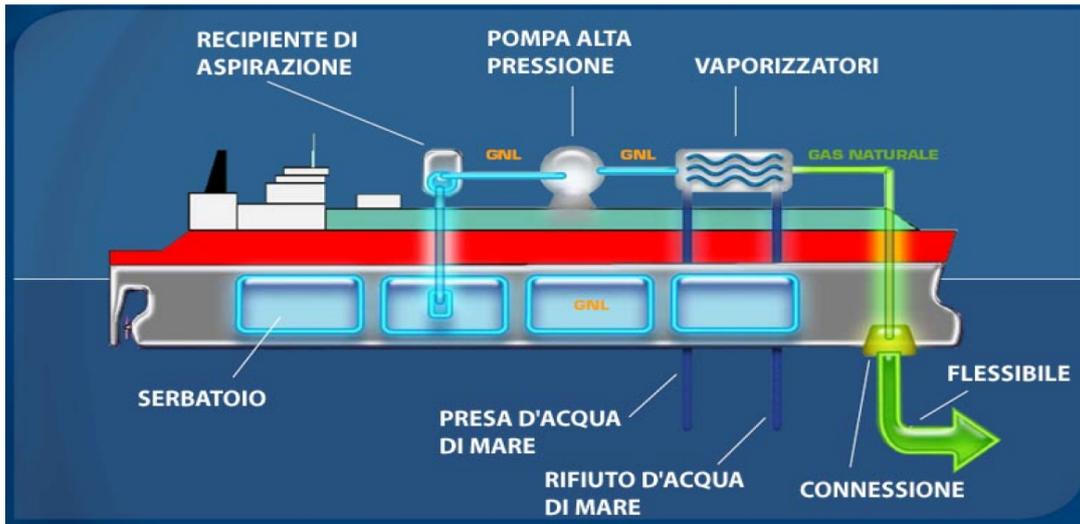
La Floating Storage and Regasification Units (FSRUs) di tipo "fissa" viene rifornita settimanalmente da navi metaniere proveniente dalle zone di produzione e non prevede la realizzazione di una struttura portante in cemento armato per contenere il gas, ma utilizza una nave metaniera opportunamente progettata che è ancorata permanentemente in un punto al largo della costa e che funziona da serbatoio galleggiante a cui attraccano le metaniere per scaricare l'LNG il quale viene poi portato allo stato gassoso dalla FSRU stessa. La presenza di un gasdotto permette di collegare la nave alla terraferma consentendo così di immettere il gas nella rete. Tutte le apparecchiature per la ricezione,

l'immagazzinamento e per processare il gas naturale liquefatto sono localizzate sulla nave.



Floating Storage and Regasification Unit tipo fisso (Fonte: <http://www.lngworldnews.com>)

I serbatoi allocati sopra la FSRU possono essere più di uno; questa può essere ancorata permanentemente al fondale marino attraverso una torretta, e la linea di uscita del gas va dalla torretta al fondo del mare dal quale parte il gasdotto per portare il gas naturale sulla terraferma. Come per le piattaforme GBS, anche su questa tipologia possono essere presenti deflettori per le onde e zavorre per incrementare la stabilità delle strutture durante il trasferimento di GNL. La torretta deve essere ancorata al fondale marino ma allo stesso tempo deve permettere una rotazione di 360° alla nave; l'LNG, prima di essere inviato dai serbatoi all'impianto di vaporizzazione, deve essere portato a una pressione di circa 100 bar. L'impianto di vaporizzazione consiste in uno scambiatore di calore e i vaporizzatori possono impiegare un ciclo di acqua chiuso che di conseguenza ha un dispendio energetico maggiore rispetto a un ciclo aperto.



Schema di funzionamento di una nave rigassificatore (Fonte: <https://marcotorbianelli.wordpress.com>)

La Floating Storage and Regasification Units di tipo mobile prevede da un lato l'utilizzo di navi metaniere dotate di unità di rigassificazione e dall'altra l'utilizzo di una torretta che funge da terminale, posizionato in mezzo al mare, per consentirne l'attracco. La rigassificazione del gas naturale liquefatto avviene sulle navi, e una volta allo stato aeriforme è immesso direttamente nella condotta sottomarina e interrata tramite la torretta, per poi essere distribuito tramite la rete nazionale.



Floating Storage and Regasification Unit tipo mobile (Fonte: <http://www.maritime-executive.com>)

Le tre alternative che si presentano hanno pregi e difetti che le caratterizzano in modo differente. La prima tecnologia è di sicuro la più economica, ma richiede l'impiego di una vasta area di terra ferma; di solito sono realizzate in grosse aree portuali (come accade in Paesi quali Giappone e Spagna) oppure in complessi chimici e petroliferi costieri (come nel caso della Francia), ma non mancano casi in cui si sia costruito un pontile di attracco dal nulla. Le altre due soluzioni di tipo offshore offrono una grande versatilità poiché trovano applicazione in mare aperto, a distanze tali da non essere visibili dalla terra ferma, rendendole più adeguate a situazioni in cui vi è una forte densità di popolazione sulla costa e non vi siano grossi porti. Ovviamente queste soluzioni implicano costi assai maggiori nonché tempi di progettazione e di realizzazione maggiori.

6 – RIGASSIFICATORI IN ITALIA

In Italia, a oggi, sono stati realizzati tre rigassificatori, uno a Panigaglia in provincia di La Spezia di tipo onshore, uno a Porto Viro in provincia di Rovigo (Offshore Gravity Based) e l'ultimo, entrato in funzione poco più di un anno fa, a Livorno, di tipo FSRU offshore.



Mapa degli impianti di rigassificazione in Italia

La costruzione dei rigassificatori è al centro di aspri dibattiti sul suolo italiano siccome si contrappongono le esigenze di ottenere maggiore capacità di approvvigionamento di gas da diversi Paesi e quindi sostanzialmente esigenze economiche ai timori delle comunità locali per ciò che concerne tematiche di sicurezza e ambientali legati soprattutto alle conseguenze di possibili esplosioni in caso di incidente rilevante. Considerando la massa di gas coinvolti, i rischi sono di sicuro concreti, anche se i livelli di sicurezza sono garantiti (basti pensare che nella storia del processo di rigassificazione di gas naturale è avvenuto un solo incidente rilevante nel 1944 negli Stati Uniti quando i livelli di sicurezza erano ancora lontani dagli attuali standard). Se si analizzano gli aspetti negativi della presenza dei rigassificatori, risalta sicuramente, come già accennato, i rischi potenziali legati all'impianto stesso in quanto si trova a lavorare grandi quantità di metano altamente infiammabile, condizione che ne prevede la sottoposizione alle direttive Seveso, ossia di impianti a rischio di incidente rilevante

come le raffinerie di petrolio. Su base di modelli teorici sono stati condotti numerosi studi riguardo al potenziale rischio degli impianti ma le misure di sicurezza e le tecnologie oggi impiegate nella loro realizzazione consentono una certa tranquillità sull'affidabilità dei terminali tant'è che gli incidenti relativi questi impianti sono decisamente poco significativi rispetto a quelli che colpiscono altri impianti come le raffinerie. Altro punto sensibile deriva dalla presenza delle metaniere nell'area portuale che presentano anch'esse un enorme rischio potenziale. Questi problemi possono comunque essere attenuati grazie al crescente sviluppo di piattaforme Offshore e navi FSRUs. Infine vi sono i problemi legati al ciclo di rigassificazione che, in caso di "ciclo aperto" prevedono la re-immissione delle acque raffreddate in natura nonché la necessità di immettere un grande quantitativo di cloro per impedire la naturale colonizzazione delle tubature da parte di alche ed essere viventi; questi problemi potrebbero comunque essere evitati ricorrendo ad altre tecnologie di tipo "ciclo chiuso" in cui il calore necessario alla trasformazione di fase viene veicolato ad altre fonti.

Per ciò che concerne gli aspetti positivi, oltre al grado di sicurezza che, come già detto, rende questa tipologia di attività molto sicura, si può pensare alla quantità di frigoria¹² da utilizzare nell'industria del freddo dal quale si possono abbattere i costi energetici fino al 40% offrendo così la possibilità di interazione con strutture scientifiche ed universitarie con positive ricadute occupazionali. Il ciclo di rigassificazione e di conseguenza il gas naturale risultante garantisce, a parità di energia prodotta, una significativa riduzione delle emissioni di anidride carbonica e un completo abbattimento delle emissioni di polveri sottili e metalli pesanti; pertanto il suo impatto ambientale è da considerarsi parecchio limitato. Infine la loro costruzione consente un miglior approvvigionamento di gas da altre nazioni produttrici che non sono collegate con il nostro Paese attraverso gasdotti; tanto più il nostro Paese sarà in grado di diversificare le fonti di approvvigionamento, tanto più ci sentiremo sicuri dal punto di vista energetico.

¹² la frigoria è una unità di misura della quantità di calore e quindi dell'energia spesso utilizzata per i sistemi di raffreddamento e i condizionatori

6.1 Rigassificatore di Panigaglia

Il rigassificatore di Panigaglia fu costruito a partire dal 1967 ed ultimato nel 1970 nella località del Golfo di La Spezia. Entrò in funzione con produzione continua nel 1971 fino ad agosto 1980; da questa data fino al 1997 il suo utilizzo fu su base spot, per poi tornare su produzione continua nel '97, successivamente di nuovo con ricezione carichi spot nel '98 e nel 1999 iniziò il contratto di tipo Swap con Enel. Attualmente è di proprietà della GNL Italia, società nata nel Novembre del 2001 con lo scopo di ricevere, detenere e gestire le attività svolte da Snam relative alla rigassificazione del gas naturale liquefatto.



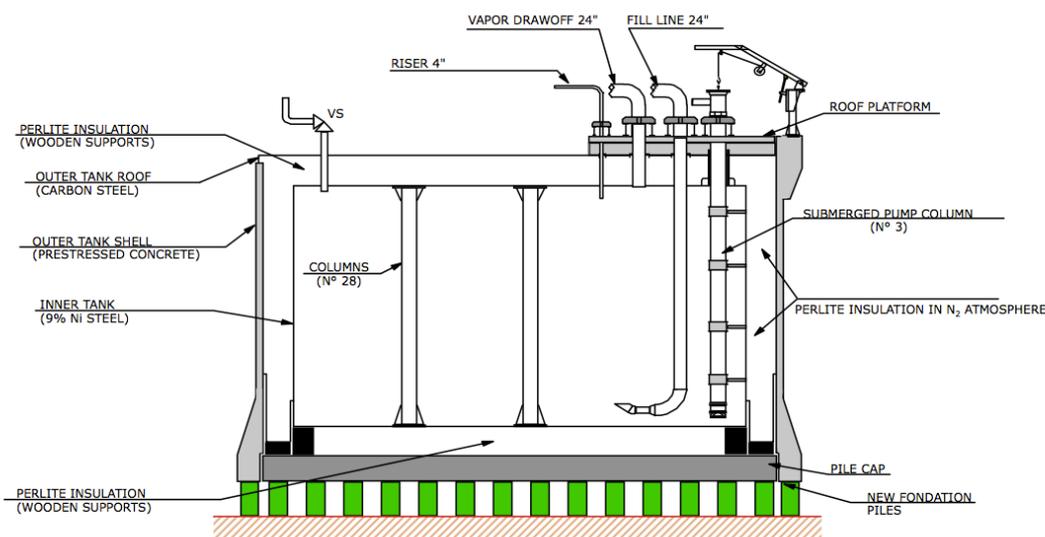
Rigassificatore di Panigaglia (Fonte: Snam Rete Gas)

Questo rigassificatore è costituito da un pontile di attracco della lunghezza di 500 metri per consentire l'approdo di metaniere fino a 70000 m³ di capacità; da 3 bracci di scarico di cui due per l'LNG e uno per i vapori di ritorno; due serbatoi di stoccaggio della capacità geometrica di 50000 m³ ciascuno; dal sistema di vaporizzazione; dai vari sistemi di controllo, sicurezza e monitoraggio e dalle utilities per la produzione e distribuzione.

Come già accennato, il sistema d'interfacciamento tra il terminale e la nave è costituito da tre bracci in acciaio inox; due di questi sono utilizzati per il trasferimento del gas naturale liquefatto e presentano un diametro di 12" per una portata di 2000 m³/h

ciascuno mentre quello posto in posizione centrale ha un diametro inferiore (8") per una portata di 12000 Sm³/h ed è utilizzato per il ritorno dei vapori alla nave. Questi bracci sono dotati di un sistema di sgancio rapido denominato PERC (Powered Emergency Release Collar) che interviene, in caso di emergenza, per disaccoppiare i collegamenti con i collettori della nave.

Il collegamento tra i serbatoi di stoccaggio e i bracci di scarico è garantito mediante una linea da 24 pollici che è mantenuta fredda dall'LNG che rimane intrappolato all'interno della condotta dopo la chiusura delle valvole.

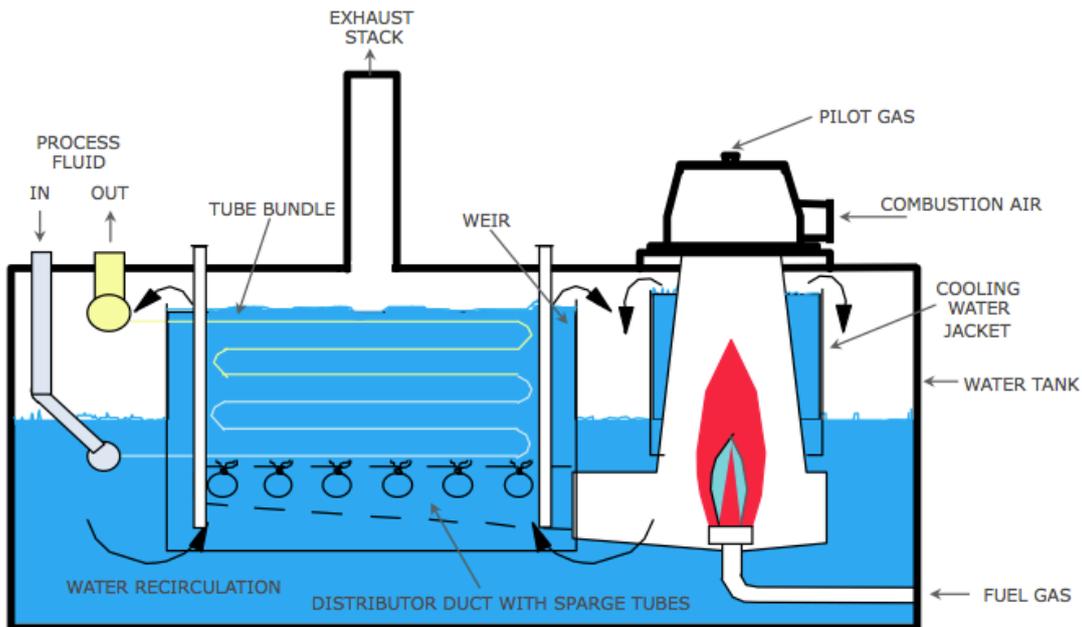


Struttura dei serbatoi di stoccaggio (Fonte: Snam Rete Gas)

La sezione di stoccaggio è costituita da due serbatoi con capacità di circa 50000 m³ al cui interno sono poste pompe sommerse (per la precisione 3 per ciascun serbatoio) per la movimentazione del gas naturale liquefatto. Al loro interno, l'LNG viene stoccato alla temperatura di circa -160 °C e a una pressione leggermente superiore a quella atmosferica. Questi sono serbatoi a doppio contenimento cioè il contenitore più interno ha lo scopo di contenere l'LNG, mentre quello più esterno sorregge e protegge il materiale isolante posto nella intercapedine tra i due e, a sua volta, è in grado di contenere in sicurezza il gas naturale liquefatto in caso di rotture o perdite del contenitore interno.

L'impianto è dotato di quattro pompe centrifughe a 7 stadi di cui tre in servizio e una in stand-by ciascuna con una capacità nominale di 250 m³/h ed una pressione di mandata

pari a circa 25 bar assoluti e di quattro pompe centrifughe a 18 stadi, sempre suddivise in tre di servizio e una in stand-by, ciascuna con la stessa capacità nominale di quelle precedenti ma una pressione di mandata pari a circa 75 bar assoluti. La sezione di rigassificazione è perciò costituita da tali pompe e dai vaporizzatori a fiamma sommersa. Il gas naturale liquefatto è prelevato dai serbatoi e inviato, per mezzo delle tubazioni, alle unità di vaporizzazione. Tale terminale è dotato di quattro vaporizzatori a fiamma sommersa (tre in funzione e uno in stand-by) ciascuno con una capacità nominale di gassificazione pari a 250 m³/h pari a 115 T/h; questi utilizzano il calore sviluppato dalla combustione di parte del gas, per un consumo pari a circa 2100 Nm³/h, per riscaldare l'LNG fino a una temperatura prossima a quella ambiente, riportandolo così allo stato gassoso.



Vaporizzatore a fiamma sommersa impiegato a Panigaglia (Fonte: Snam Rete Gas)

All'uscita del gas dai vaporizzatori, esso subisce un controllo nella sua composizione apportando eventualmente correzioni con lo scopo di mantenere le specifiche di qualità del gas immesso nella rete di trasporto garantendo l'intercambiabilità dell'LNG rigassificato nel rispetto delle specifiche di qualità richieste dalla rete di trasporto. Se al gas in uscita corrisponde un basso indice di Wobbe (inferiore a 11300 Kcal/Sm³) si procede aggiungendo LNG, se viceversa si ha un alto indice di Wobbe (superiore a 12500 Kcal/Sm³) si opera una semplice addizione di azoto (aria) con l'ausilio di

opportune batterie di compressori. L'indice di Wobbe è ricavabile dalla seguente formula:

$$W = \frac{P.C.S.}{\sqrt{\frac{d}{d_{ARIA}}}}$$

dove W rappresenta l'indice di Wobbe, P.C.S. il potere calorifico superiore del gas, d la densità di miscela del gas e d_{ARIA} la densità dell'aria.

La sezione dei sistemi ausiliari comprende tutte quelle attività di supporto al processo principale, quali la sottostazione elettrica, il sistema antincendio, i sistemi per lo smaltimento del calore e la stazione di misura della qualità e quantità del gas immesso in rete.

Di estrema importanza è il sistema di controllo e sicurezza che per l'appunto consente il controllo e il comando dell'impianto di rigassificazione a distanza dalla Sala Controllo Centralizzata mediante un sistema automatico. Tale sistema è suddiviso in due sottosistemi ovvero il Sistema a Controllo Distribuito (DCS) la cui funzione è quella di acquisire, elaborare e regolare i parametri di processo e supervisionare l'impianto; il Sistema Elettronico Programmabile (PES) il quale garantisce le sequenze di avviamento, fermata e blocco delle apparecchiature nonché la messa in sicurezza automatica dell'impianto in caso di emergenza. La sicurezza interna ed esterna è garantita da una specifica unità aziendale attiva 24 ore su 24 tutti i giorni dell'anno.

Lo stabilimento di Panigaglia, in conseguenza ai volumi di LNG contenuti all'interno dei serbatoi di stoccaggio, è una realtà soggetta alla normativa per gli impianti a rischio di incidente rilevante; in attuazione delle disposizioni legislative applicabili a tali impianti, la sicurezza è assicurata da una serie di adempimenti svolti periodicamente sotto il controllo delle autorità competenti.

L'impianto di rigassificazione di Panigaglia ha collaborato dal 1990 al 1996 con la scuola di architettura del Paesaggio di Genova per una riqualifica ambientale dell'area, infatti, si è proceduto a una sistemazione a verde dell'area a mare di 10000 m² secondo la tipologia a "passeggiata a mare" nonché alla colorazione con diverse tonalità di verde dei due serbatoi di stoccaggio e a una integrazione con il restante paesaggio collinare dell'intera area industriale di circa 45000 m². La società proprietaria dell'impianto, GNL Italia, ha deciso così di integrare gli aspetti di sicurezza con quelli ambientali in

accordo con il DLgs 334/1999 – SEVESO II e con UNI EN ISO 14001/4-1996 attraverso SGAS (Sistema di Gestione Ambientale e della Sicurezza).

Le attività svolte nello Stabilimento hanno un limitato impatto ambientale; infatti, le emissioni in atmosfera sono riconducibili principalmente ai processi di combustione del sistema di vaporizzazione dell’LNG e delle caldaie per uso civile. I consumi energetici non sono costanti nel tempo, ma variano di anno in anno secondo le richieste da parte degli utenti dei quantitativi di gas naturale da rigassificare. Grazie all’impiego di gas naturale come principale combustibile, si riesce a ridurre al minimo le emissioni atmosferiche di ossidi di zolfo, polveri, ossidi di carbonio, ossidi di azoto e composti organici volatili. Basti pensare che a parità di energia utilizzata si ha una riduzione di emissioni di anidride carbonica del 25-30% rispetto ai prodotti petroliferi e del 40-50% rispetto al carbone.

L’impianto di rigassificazione di Panigaglia ha subito negli ultimi anni un profondo rinnovamento. Nel 1991 si è proceduto alla sostituzione della complessa sezione di rigassificazione originaria con una più semplice e sicura e all’installazione di un sistema di controllo centralizzato del processo. Per il prossimo futuro la società che controlla lo stabilimento ha avviato l’iter per l’ammodernamento e l’adeguamento dell’impianto che, oltre a garantire il raggiungimento di più elevati standard di sicurezza ed efficienza operativa, contribuiranno ad aumentare la metanizzazione e la flessibilità dell’approvvigionamento di gas naturale in Italia. Come già evidenziato dalla Strategia Energetica Nazionale, è previsto per il prossimo futuro un incremento della domanda del gas e di conseguenza vi è la necessità di una diversificazione degli approvvigionamenti energetici. La GNL Italia ha avviato l’iter autorizzativo di un progetto di ammodernamento e adeguamento dell’impianto di rigassificazione di gas naturale liquefatto a Panigaglia.



Confronto tra l’attuale impianto di Panigaglia e il progetto di ampliamento (Fonte: GNL Italia)

Nel settembre del 2010, la società ha ottenuto esito positivo dalla Verifica d'Impatto Ambientale (VIA) condotta sul progetto di ampliamento del terminale di rigassificazione di Panigaglia. Questo strumento recepisce la verifica della compatibilità ambientale da parte del Ministero dell'Ambiente e quello dei Beni culturali e sancisce la bontà di un progetto che si pone lo scopo di rendere il terminale competitivo, sicuro e meno impattante sull'ambiente e il territorio circostante. GNL Italia ha deciso, pur continuando a perseguire il progetto di espansione del proprio impianto di rigassificazione, di prolungare fino all'anno corrente (2015) il periodo di funzionamento nell'attuale configurazione.

Il progetto di ampliamento prevede un potenziamento della capacità di rigassificazione dagli attuali 3,5 miliardi di metri cubi all'anno a 8 miliardi, senza occupare nuove aree in quanto gli interventi saranno realizzati all'interno del perimetro dell'impianto di Panigaglia. Questo verrà completamente rinnovato con tecnologie che garantiranno le massime prestazioni ambientali e di sicurezza. Gli attuali serbatoi saranno sostituiti con due di nuova generazione interrati per i due terzi del loro volume, lasciando invariato lo spazio esterno occupato; essi saranno di concezione moderna (full containment) cioè realizzati oltre che con il concetto del doppio contenimento in cemento armato anche con la presenza del tetto esterno in cemento armato precompresso resistente alla bassissime temperature e agli impatti.

L'intervento prevede anche un miglioramento dell'inserimento paesistico dell'impianto attraverso un progetto di riqualificazione paesistica condotto dall'Università di Genova in relazione alle attività di approfondimento dei fondali relativi all'area di manovra delle navi metaniere, alla bonifica dei fondali della baia di Panigaglia. Durante le fasi di cantiere, per evitare un incremento del traffico di mezzi terrestri, il trasporto dei materiali avverrà via mare; tale progetto di ammodernamento è coerente con i piani nazionali per sviluppo sostenibile e contenimento delle emissioni.

Il pontile non sarà modificato e la sua lunghezza rimarrà invariata, verrà comunque aggiunta una nuova briccola di ormeggio distante circa 48 metri dal terminale dell'attuale pontile, verso la boa di delimitazione dell'area di restrizione interdotta alla navigazione, che consentirà l'ormeggio di navi di maggior lunghezza; proprio la possibilità di ospitare navi di più grande dimensione (140000 metri cubi) consentirà al traffico di metaniere di rimanere invariato; infatti, se in una fase iniziale è previsto una

contemporanea possibilità di ormeggio a navi piccole e grandi, a regime solo a quest'ultima sarà concesso lo scarico, in quanto commercialmente più competitive, permettendo così una riduzione degli approdi per anno.

6.2 Terminale Adriatic LNG

Il terminale di rigassificazione Adriatic LNG è stato progettato attorno a una struttura di cemento che poggia sul fondo marino ad una profondità di circa 29 metri a circa 15 km al largo di Porto Viro in provincia di Rovigo. Questo impianto misura complessivamente 375 metri di lunghezza per 115 metri di larghezza; il ponte principale si trova a un'altezza di 18 metri sopra il livello del mare. Questo ha una capacità di produzione di 8 miliardi di metri cubi l'anno ed è in grado di ricevere in media due navi metaniere della capacità media di 150000 metri cubi ogni settimana.



Terminale di rigassificazione Adriatic LNG di Porto Viro (RO) (Fonte: Adriatic LNG)

Il terminale è composto da una struttura in cemento armato (Gravity Based Structure), due serbatoi di stoccaggio del gas naturale liquefatto situati all'interno del GBS, un impianto di rigassificazione, le varie strutture di ormeggio e scarico delle navi metaniere, ambienti per il personale e un metanodotto collegato alla terraferma. Tra questi, l'elemento principale è la grande struttura in cemento armato che poggia sul fondale marino ad una profondità di circa 29 metri. Il GBS, composto da 30000 tonnellate di armatura in acciaio e 90000 metri cubi di cemento, è stato realizzato nel sud della Spagna e portato in un secondo momento in loco. Il solo GBS misura 180

metri di lunghezza, 88 di larghezza e ha un'altezza di 47 metri, la maggior parte della quale è situata di sotto il livello del mare. Al suo interno si trovano due serbatoi di stoccaggio LNG della capacità di 125000 metri cubi ciascuno, fabbricati in acciaio al nichel 9% per poter resistere alle temperature estremamente basse necessarie in fase di stoccaggio. Questi sono stati progettati utilizzando la tecnologia modulare brevettata da ExxonMobil e prodotti in Corea del Sud. Per poterne agevolare il trasporto durante il lungo percorso, ciascun serbatoio è stato costruito in tre moduli per poi assemblati nel GBS. Come già detto l'LNG è stoccato nei serbatoi a pressione atmosferica e a una temperatura di -162°C per mantenerlo nello stato liquido.

L'impianto di rigassificazione è collocato sulla parte superiore del GBS e comprende quattro vaporizzatori di gas naturale liquefatto di tipo Open Rack Vaporizer (ORV), che utilizzano il calore naturalmente contenuto nell'acqua di mare, un vaporizzatore LNG a recupero energetico che riutilizza il calore dalle turbine a gas, due compressori criogenici, quattro pompe per il trasferimento del gas naturale liquefatto dai serbatoi e cinque pompe per inviare il gas nei vaporizzatori e in seguito nel gasdotto. Sul terminale sono anche ospitati gli impianti ausiliari come il modulo per la generazione di energia elettrica con turbine a gas e la sottostazione elettrica strumentale.

Questa "isola artificiale" comprende anche le strutture per l'ormeggio e lo scarico delle metaniere. Le strutture di ormeggio sono state realizzate nel cantiere navale di dell'Arsenale di Venezia e sono state progettate in modo da poter accogliere metaniere di stazza diversa. Ogni struttura d'ormeggio è formata da una base in cemento armato sormontato da due colonne dello stesso materiale, collegate tra loro da un ponte di acciaio. Le due strutture, una volta completate, sono state rimorchiate per 50 km da Venezia fino all'ubicazione della struttura, appoggiate sul fondale marino alle estremità est e ovest del rigassificatore al quale sono collegate attraverso passerelle di acciaio. Sul GBS sono stati installati speciali bracci di scarico (tre per il liquido e uno per i vapori di ritorno), progettati per operare in un'ampia gamma di condizioni ambientali caratteristiche in un terminale offshore, con la funzione di trasferire l'LNG dalla metaniera ai serbatoi di stoccaggio del terminale. Infine sulla struttura offshore si trovano moduli abitativi per ospitare il personale che ne assicura l'esercizio e la manutenzione; questa struttura può ospitare fino a sessanta persone per 24 ore al giorno, sette giorni su sette. Il modulo comprende anche una Sala Controllo, dalla quale gli

operatori possono monitorare ogni aspetto del terminale, del metanodotto e della stazione di misura del gas.

Il terminale Adriatic LNG rappresenta la prima infrastruttura offshore in cemento armato per lo scarico, lo stoccaggio e la rigassificazione del gas naturale liquefatto al mondo. I caratteri di grande innovazione di questa struttura, sia in termini di tecnologie impiegate che di riduzione dell’impatto sull’ambiente, sono ben noti alla comunità scientifica; del resto non è un caso che sia stata premiata come migliore infrastruttura dell’anno (2012) nell’ambito della dodicesima edizione dei Platts Global Energy Awards. Il collegamento tra il terminale e la terra ferma è garantito da un metanodotto di 15 km del diametro di 76 centimetri costruito da Snamprogetti; una volta giunto sulla costa, esso prosegue per altri 25 chilometri fino alla cabina di misura di Cavarzere, in provincia di Venezia. Da qui, un altro metanodotto, di proprietà Edison, dal diametro di 90 centimetri e lunghezza 84 km, trasporta il gas fino al nodo della rete nazionale di distribuzione vicino a Minerbio, in provincia di Bologna.

6.3 FSRU Toscana

L’ultimo impianto di rigassificazione entrato in funzione in Italia è il terminale “FSRU Toscana” al largo della costa livornese ed ha previsto la conversione della nave metaniera “Golar Frost” in un terminale galleggiante di rigassificazione. Il suo arrivo in Toscana è avvenuto il 30 luglio 2013 e le operazioni commerciali hanno avuto inizio il 20 dicembre dello stesso anno a seguito della conclusione con esito positivo delle attività di installazione e dei collaudi tecnici.



FSRU Toscana (Fonte: OLT Offshore)

La “FSRU Toscana” per mezzo di un sistema di ormeggio è permanentemente ancorata al fondale marino attraverso un unico punto di rotazione a prua per consentire alla nave di muoversi intorno alla torretta di ancoraggio, adattandosi alle condizioni meteo marine. A regime, tale impianto di rigassificazione ha una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi annui, che corrispondono a circa il 4% dell’intero fabbisogno nazionale, una capacità massima giornaliera di rigassificazione di 15 milioni di metri cubi e una capacità di stoccaggio di 137500 metri cubi di LNG. L’investimento per la realizzazione del progetto è stato di circa 900 milioni di euro.

In fase operativa, il terminale è affiancato, con l’aiuto dei rimorchiatori, dalle navi metaniere adibite al trasporto del gas naturale liquefatto. Questo è trasferito attraverso quattro bracci di carico mobili nei quattro serbatoi sferici del rigassificatore; successivamente è inviato nel modulo di rigassificazione composto da tre vaporizzatori a fluido intermedio (IFV) forniti dalla società Kobe Steel, ciascuno con capacità di 150 tonnellate per ora, dove subisce un aumento di temperatura e viene riportato allo stato gassoso.



Vaporizzatori a fluido intermedio installati sulla FSRU Toscana (Fonte: <http://www.kobelco.co.jp/>)

Attraverso due condotte flessibili il gas è inviato a una profondità di 120 metri, dove viene iniettato in una condotta sottomarina di 29,5 chilometri, facente parte della rete nazionale gasdotti.

I vantaggi nell’utilizzo di una FSRUs si possono riscontrare in una riduzione dei costi e dei tempi di costruzione, in una loro localizzazione in mare aperto lontano dalle coste e dai centri abitati permettendo così l’ottenimento relativamente più facile dei permessi e in una possibilità di spostamento dell’impianto molto più semplice.

6.4 Capacità rigassificazione Italiana e Mondiale

Negli ultimi 15 anni, a livello mondiale, la capacità di liquefazione del gas naturale è più che duplicata; si è passati infatti da 167,1 miliardi di metri cubi nel 2000 ai 383,9 miliardi nel 2013. I Paesi che dominano questa interessante classifica sono quelli del Medio Oriente (Qatar, Oman, Emirati Arabi e Yemen) della zona dell'Asia pacifica (Australia, Brunei, Indonesia e Malesia) e dell'Africa (Algeria, Angola, Egitto, Nigeria e Guinea Equatoriale) che da sole sono in grado di liquefare 335,5 miliardi di metri cubi. La restante capacità di liquefazione del gas deriva da Trinidad e Tobago, Perù, USA, Russia e Norvegia.

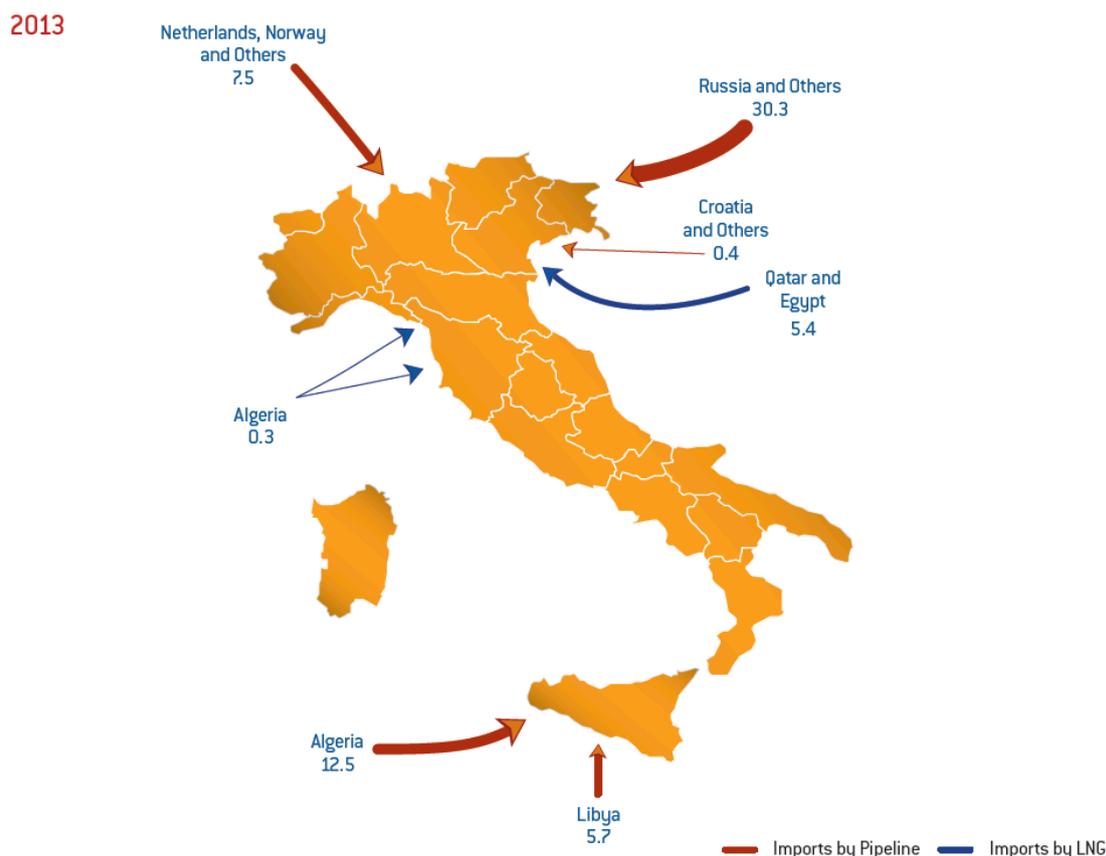
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EUROPA	46,4	46,6	50,5	54,8	70,3	73,2	84,8	106,6	114,9	144,1	168,9	191,0	197,4	199,7
Belgio	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	7,9	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Francia	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	19,1	24,2	24,2	24,2
Grecia	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	3,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Italia	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	6,3	12,0	12,0	12,0	12,3
Olanda												7,0	12,7	12,7
Portogallo				0,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	6,3	8,3
Spagna	15,2	15,2	19,4	22,7	33,6	34,2	43,1	55,6	58,2	61,6	62,4	63,6	63,6	63,6
Turchia	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,8	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
UK						2,3	4,5	8,3	8,7	28,5	43,2	52,0	52,0	52,0
MEDIO ORIENTE										1,9	5,5	9,3	9,3	14,1
Israele														4,8
Kuwait										1,9	5,2	5,2	5	5,2
Emirati Arabi											0,3	4,1	4,1	4,1
ASIA PACIFICA	276,9	279,8	306,7	330,9	338,9	344,3	353,9	356,5	367,9	385,7	400,8	415,4	434,5	459,0
Cina							3,0	5,0	8,0	12,5	17,6	23,1	31,0	36,1
India					6,3	9,4	10,3	10,3	11,0	17,2	18,5	18,5	18,5	24,3
Indonesia													2,7	4,1
Giappone	225,4	226,3	236,9	239,6	241,2	241,3	245,2	245,7	245,7	245,7	249,4	250,4	256,1	259,2
Malesia														3,5
Singapore														3,6
Corea del Sud	45,6	45,6	60,1	81,7	81,7	82,8	84,0	84,0	88,8	92,2	96,3	100,4	100,4	100,4
Tawain	5,9	7,9	9,8	9,8	9,8	10,7	11,6	11,6	14,5	18,1	19,1	19,1	19,1	21,0
Tailandia												4,0	6,8	6,8
AMERICA	11,1	12,7	17,6	25,5	29,3	33,7	47,4	56,7	105,9	150,9	187,9	209,7	229,9	231,5
Argentina									2,8	4,1	4,1	7,3	10,3	10,3
Brasile									1,3	5,1	7,7	7,7	7,7	7,7
Canada										6,1	10,3	10,3	10,3	10,3
Cile										1,7	5,1	5,4	5,4	5,4
Repubblica Dominicana				2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Messico							1,7	5,2	12,9	15,5	15,5	15,5	19,5	20,7
USA	11,1	12,7	17,6	22,9	26,8	31,1	43,1	48,9	86,3	115,8	142,6	160,9	174,1	174,5
TOTALE	334,4	338,8	374,8	411,2	438,5	451,1	486,2	519,8	588,7	682,7	763,1	825,4	871,1	904,4

Tabella che riporta la capacità di rigassificazione dei vari Paesi nel mondo (Fonte dati: O&G Eni)

Per quanto riguarda invece i terminali di rigassificazione si nota come nello stesso intervallo si è passati da una capacità di 334,4 miliardi di metri cubi nel 2000 a un valore quasi tre volte superiore cioè 904,4 miliardi di metri cubi nel 2013. L'Asia pacifica da sola ha una capacità di 459 miliardi di metri cubi (il solo Giappone 259,2), le Americhe 231,5, l'Europa 199,7 mentre il Medio Oriente 14,1 miliardi di metri cubi. Interessanti sviluppi si potranno notare nei prossimi anni quando lo sviluppo dello shale gas negli Stati Uniti d'America, che, di fatto, renderà indipendente il Paese dalle importazioni, libererà nuove quantità di gas naturale liquefatto che potranno essere rindirizzati al mercato europeo con conseguente abbassamento dei prezzi.

6.5 Prospettive Rigassificatori Italiani

Il nostro paese nel 2013 ha importato gas naturale liquefatto per solo 5,7 miliardi di metri cubi a fronte di una capacità di oltre 12,3 miliardi.



Importazioni di Gas Naturale in miliardi di metri cubi in Italia nel 2013 (Fonte: O&G Eni)

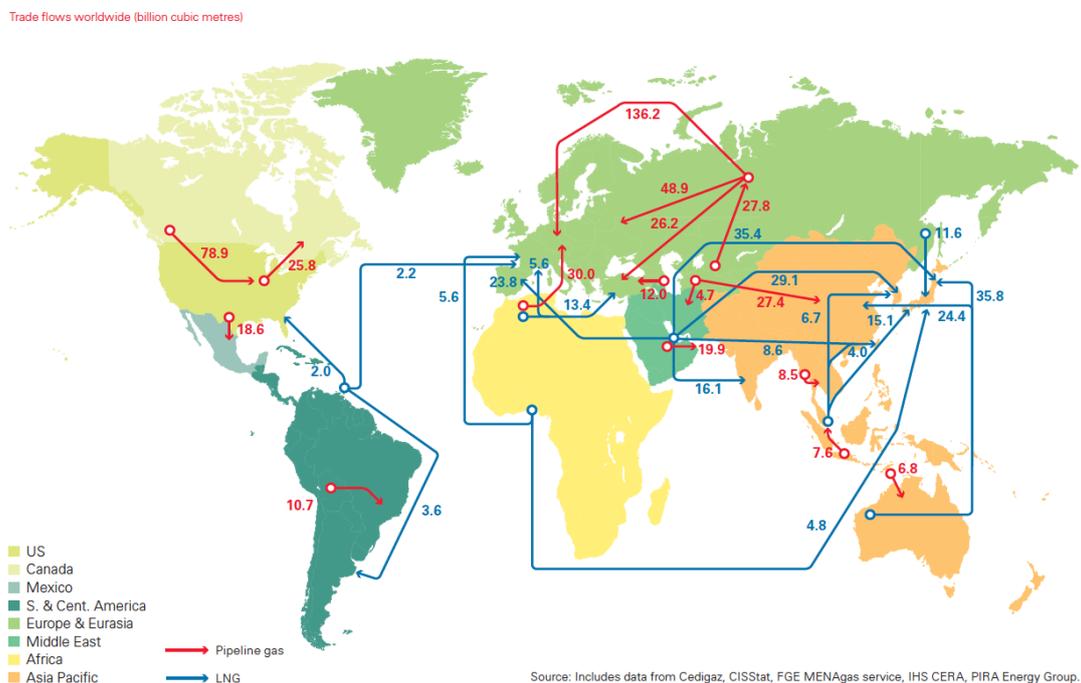
Ad oggi, la Commissione VIA del Ministero dell'Ambiente ha approvato altri cinque progetti di rigassificatori in Italia, per l'esattezza a Porto Empedocle (AG) un rigassificatore dalla capacità di 8 km³/anno nel quale si prevede necessaria un'espansione del porto per poter accogliere metaniere di grandi dimensioni, a Gioia Tauro (RC) in cui la capacità sarà di 12 km³/anno rendendolo così il più grande rigassificatore sul suolo italiano, a Priolo Gargallo (SR) di 8 km³/anno, a Zaule (Trieste) anch'esso di 8 km³/anno e infine a Capobianco (BR) sempre con capacità di 8 km³/anno. Una volta che saranno ultimati la capacità totale di rigassificazione sarà di quasi 60 miliardi di metri cubi l'anno che rapportati ai 70 miliardi di metri cubi corrispondenti al consumo interno lordo nel 2013, ne garantiscono una capacità di importazione di LNG corrispondente all'85% dell'attuale fabbisogno nazionale. A questi si va ad aggiungere l'approvazione del VIA nel 2010 al progetto di ampliamento del rigassificatore di Panigaglia che porterebbe la capacità di rigassificazione a 8 km³/anno, il quale però sta incontrando forte opposizione e incongruenza con la pianificazione urbanistica vigente nella zona.

Altri progetti sono in fase di studio nel nostro Paese e prevedono la costruzione di altri cinque rigassificatori, uno a Ravenna, uno a Taranto, uno a Monfalcone/Grado, uno a Rosignano e uno a Porto Recanati.

La candidatura dell'Italia a diventare Hub europeo per il gas naturale è già definita nella Strategia Energetica Nazionale e questa prevede un investimento infrastrutturale pari a circa 20 miliardi di euro tra oggi e il 2030. Il nostro Paese, infatti, che nel 2013 ha consumato circa 70 km³ di gas naturale, importa il metano attraverso 5 gasdotti e 3 rigassificatori, numero che dovrebbe crescere se si realizzeranno i progetti approvati dal VIA. A rendere ancora più attuale il tema sul LNG è stata la Commissione Europea che ha imposto ai 139 porti europei qualificati come 'core network' e inseriti nelle reti TEN-T¹³ di dotarsi, entro il 2020 per gli scali marittimi o 2025 per quelli fluviali interni, di stazioni di rifornimento di gas naturale liquefatto per le navi. Le linee guida volute da Bruxelles, insieme alla normativa sulle riduzioni delle emissioni inquinanti da parte delle navi che ha ridotto al minimo le soglie consentite di tenore di zolfo nei carburanti navali, spingono a un progressivo utilizzo dell'LNG come carburante per il trasporto

¹³ Reti di trasporto trans-europee

marittimo. Studi sull'utilizzo di navi alimentate da questo tipo di combustibile quantificano in 10,8 miliardi di euro¹⁴ gli ipotetici benefici economici di traffico marittimo nel Mediterraneo derivante da un abbattimento superiore all'80% dei costi esterni provocati dall'emissioni delle navi. Lo stesso studio ha inoltre quantificato tra il -15% e il -20% il risparmio di costi tra carburanti tradizionali e il gas naturale liquefatto per le compagnie di navigazione (il prezzo finale di rifornimento del LNG nel Mediterraneo si aggirerebbe intorno ai 40-45 \$/MWh mentre per il carburante tradizionale IFO 380 è di 54 \$/MWh o per il Marine Gas Oil 80 \$/MWh. Ad oggi il ruolo di "leone" nel mercato del gas è giocato dalla Russia, ma gli Stati Uniti, che nel giro di qualche anno grazie allo sfruttamento dei giacimenti di shale gas diventerà da importatore a esportatore, rischia di minare la leadership proprio della Russia. Per dare quindi il via concretamente alla distribuzione di gas statunitense verso Asia ed Europa sono necessarie metaniere e terminali di liquefazione dello shale gas (al 2013 la capacità di liquefazione degli USA è di soli 2 miliardi di metri cubi l'anno) così da permettere un concreto sfruttamento degli impianti di rigassificazione situati in Europa.



Principali rotte per il trasporto di gas naturale (Fonte: BP Statistical review of world energy 2014)

¹⁴ Studio realizzato dall'economista e consulente per la società ECBA Project Andrea Molocchi

Dalla figura soprastante si nota come la porzione di gas naturale trasportata allo stato liquido nel mondo nel 2013 sia una quota significativa del totale del gas commerciato nelle principali rotte commerciali, attestandosi intorno al 34% del totale (fonte dati: “BP Statistical review of world energy 2014”). Se si confrontano queste principali rotte internazionali con le corrispondenti del 2005 si nota immediatamente come il mercato LNG si sia “spostato” verso Est, cioè gli USA che fino a qualche anno prima erano tra i maggiori importatori, adesso ne importano solo 2 miliardi di metri cubi l’anno grazie ai progressi nella coltivazione dello shale gas che gli ha di fatto resi autosufficienti; le loro quote di gas naturale liquefatto sono state rindirizzate verso l’Europa contribuendo a un progressivo abbattimento dei costi del gas, mentre Giappone e Corea giocano ancora un ruolo di primo piano nelle importazioni.

Se si vuole creare un confronto dal punto di vista energetico tra trasporto LNG e tramite condotta, quest’ultimo è sicuramente favorito sulle medie e brevi distanze, mentre il trasporto con metaniere è economicamente preferibile per lunghe distanze. Va sottolineato che le stime intese in termini di costo specifico sulla convenienza di uno o dell’altro mezzo, hanno senso solo laddove i due sistemi siano entrambi realizzabili e non come nel caso del Giappone dove l’LNG rappresenta l’unica alternativa possibile.

Il quadro italiano prevede ancora una predominanza d’importazione di gas naturale attraverso condotte, basti pensare che nel 2013 dei 62 miliardi di metri cubi importati 56,4 sono arrivati nel nostro Paese attraverso gasdotti; ma la necessità di diversificare l’approvvigionamento di questa risorsa dal basso impatto ambientale, così da evitare altre crisi come è avvenuto nel recente passato, unita al sempre più efficiente e competitivo mercato del gas naturale liquefatto, che porterà nel prossimo futuro paesi da sempre importatori ad esserne esportatori, deve spingere l’Italia a uno sviluppo nella capacità di rigassificazione dell’LNG.

Concludendo, l’energia è elemento indispensabile per garantire il benessere e lo sviluppo del pianeta. Senza un regolare afflusso d’energia, città, industrie, trasporti e infrastrutture si fermerebbero. Peraltro, la crescita delle economie e dei consumi mondiali nel XX secolo si è finora basata principalmente sullo sfruttamento dei combustibili fossili: in un primo tempo carbone, poi petrolio ed infine gas naturale. Queste fonti energetiche non sono però rinnovabili, ma destinate in futuro ad esaurirsi.

Inoltre queste fonti energetiche emettono sostanze inquinanti durante la combustione, anche se in quantità molto diverse a seconda del combustibile utilizzato.

I governi di molti paesi industrializzati stanno incentivando sempre più lo sviluppo di fonti di energia alternative e pulite rispetto a quelle oggi dominanti. Nonostante questi incentivi e la rapidità del progresso scientifico e tecnologico, si prevede che queste fonti possano coprire quote significative dei consumi energetici solo fra molti anni. Pertanto, nel periodo di transizione verso le energie rinnovabili, il mix energetico è oggi fondamentale per poter soddisfare il fabbisogno mondiale e in tale direzione il gas naturale, rispetto agli altri combustibili fossili, ha una marcia in più grazie anche al suo ridotto impatto ambientale.

E' necessario, comunque, che l'uomo impari a utilizzare in modo ancora più efficiente l'energia prodotta dai combustibili fossili ,riducendo gli sprechi e aumentando il rendimento energetico dei diversi processi produttivi cercando di ridurre anche le emissioni in aria di inquinanti provocate dalla loro combustione.

CONCLUSIONI

Il bisogno di reperire energia, in tutte le sue svariate forme, è alla base della società umana. Ci troviamo in un contesto di forti cambiamenti politici, energetici e sociali in cui la tendenza dei Governi europei è quella di assumere un ruolo di leadership nella riduzione dei gas serra e nella progressiva decarbonizzazione del sistema energetico al fine di garantire un futuro più ecosostenibile in grado di preservare il pianeta e le sue forme animali e vegetali per i prossimi anni.

Grande importanza è rivestita sempre più dalle fonti rinnovabili che al momento garantiscono circa il 20% dei consumi interni lordi del nostro Paese, ma per le quali si prevede la copertura di quote più significative solo fra molti anni. Infatti, la maggioranza del fabbisogno interno è ancora soddisfatta da combustibili fossili quali petrolio (34%), gas naturale (34%) e carbone (9%). Si ha quindi la necessità di un mix energetico in cui il gas naturale è destinato a diventare la prima fonte fossile di energia, grazie alle sue caratteristiche che ne consentono una combustione con riduzione del 40-45% di ossido di carbonio rispetto al carbone e tra il 20% e il 30% in meno dei derivati del petrolio, cui si va ad aggiungere la sua caratteristica di non emettere né particelle solide né ceneri.

Nel corso degli ultimi anni, il gas naturale liquefatto ha acquisito sempre maggiore importanza nel soddisfacimento dei fabbisogni energetici internazionali, infatti, già nel 2011 l'LNG ha superato il 10% nell'incidenza sui consumi totali. Tale scenario era del tutto irrealistico negli anni '90 in cui vi erano appena 8 paesi esportatori, 8 importatori, una settantina di navi operative e il mercato presentava carattere prettamente regionale in cui i contratti erano prevalentemente di tipo "Take or Pay", riservando ai carichi "spot" solo eventuali eccedenze di mercato. Oggi, l'industria del gas naturale liquefatto si è profondamente evoluta assumendo dimensioni molto maggiori e permettendo, grazie allo sviluppo di nuove tecnologie, l'immissione sul mercato di risorse che fino a pochi anni prima non era possibile sviluppare. All'incremento dei volumi scambiati si è associato un moltiplicarsi di rotte percorse, è aumentata la competitività tra operatori, sia lato offerta che lato domanda, e contemporaneamente la componente spot ha acquisito maggior peso raggiungendo circa il 20% dei volumi scambiati (nel 1990 era solo del 4%). Questo sviluppo è riconducibile in primo luogo alla necessità di diversificazione delle forniture in previsione di future crisi politiche, infatti, per sua

natura e modalità di trasporto, l'LNG si presta molto bene come modalità di approvvigionamento flessibile a dispetto del gasdotto, non solo vincolato al Paese esportatore, ma anche ai Paesi che esso attraversa. A questo, si deve aggiungere l'abbattimento dei costi derivante dall'evoluzione tecnologica specialmente nei processi di liquefazione che l'hanno reso più competitivo sul mercato e valida alternativa alla realizzazione di gasdotti.

Si prospetta, nell'arco dei prossimi vent'anni, la crescita della capacità di liquefazione in maniera significativa in Nord America, per effetto dei recenti sviluppi di giacimenti non convenzionali (shale gas) che potrebbero portare gli USA a diventare esportatori netti, e in Australia e Mozambico dove la scoperta di nuove risorse ha portato allo studio diversi progetti per la costruzioni di nuovi impianti LNG.

Ad oggi, ci troviamo in un momento di grande disponibilità in termini di offerta di gas naturale, derivante dagli effetti della crisi economica e quindi della crisi dei consumi che ha di fatto ridotto nel giro degli ultimi 10 anni il suo consumo lordo di quasi il 20%. Per questo motivo, il nostro Paese, così come previsto dal decreto-legge del 12 Settembre 2014 "Sblocca Italia", deve perseguire lo sviluppo di infrastrutture per l'approvvigionamento e per il trasporto del gas naturale in previsione di una ripresa economica italiana.

Rapportando i volumi delle capacità di rigassificazione europei non utilizzati e quelli di gas effettivamente importati dalla Russia nel nostro Continente, si nota come questi siano all'incirca uguali. Se ci troviamo con i "gasdotti pieni e rigassificatori vuoti" vuol dire che il gas naturale liquefatto sceglie la strada asiatica, in quanto in quelle zone esso riesce a spuntare un prezzo quasi doppio rispetto a quelli europei. Di conseguenza, se vogliamo comprare più LNG per poterci svincolare dalla dipendenza di gas russo, dobbiamo competere con il prezzo asiatico e quindi pagarlo maggiormente (se prendiamo in considerazione il prezzo medio di LNG proveniente dal Qatar in Europa si nota come questo sia di circa 10,4 USD/Mbtu (dollari per milioni di BTU) permettendo al Paese esportatore un profitto di circa 3,9 USD/Mbtu mentre per il mercato giapponese il prezzo spuntato è di circa 16,1 USD/Mbtu con margine di profitto di 8,9 USD/Mbtu¹⁵). Personalmente ritengo che si debba favorire un mercato meno rigido

¹⁵ Fonte dati elaborazione Cassa Depositi e Prestiti su dati Platts e Bloomberg (2013).

(ovvero ottenere un bilanciamento di gas proveniente sia da pipeline che da rigassificatori) del gas naturale per poter garantire una sicurezza negli approvvigionamenti nazionali. La condizione base per poter sfruttare a pieno un mercato con queste caratteristiche consiste in un eccesso di infrastrutture che implica la costruzione di ulteriori impianti di rigassificazione come alternativa ai gasdotti. Inoltre, l'Italia, per candidarsi ad essere un hub del gas sud-europeo, deve realizzare e ottimizzare le connessioni tra i diversi Paesi europei per evitare appunto il formarsi di "colli di bottiglia" come nel caso della Spagna, anch'essa candidata a rivestire il ruolo di approvvigionamento alternativo dell'Europa occidentale, ma che a fronte di una capacità di rigassificazione di circa 65 miliardi di metri cubi, ha infrastrutture che le consentono di riesportare in Europa solo 5 miliardi di metri cubi l'anno.

Concludendo, il gas naturale liquefatto, in questo periodo di transizione energetica, riveste un ruolo di primaria importanza in quanto non esiste ancora un sistema di stoccaggio efficiente per le fonti rinnovabili come il sole e il vento che permetta loro di essere autosufficienti. L'Italia dev'essere in grado di non dipendere da pochi Paesi quali la Russia per ciò che riguarda le importazioni, ma deve differenziare il più possibile l'approvvigionamento proprio attraverso la costruzione di rigassificatori che permettano di sfruttare a pieno la liquidità del mercato del gas naturale.

RINGRAZIAMENTI

Desidero innanzitutto ringraziare il Professor Ezio Mesini per i preziosi insegnamenti impartitimi durante le lezioni e per il tempo e la disponibilità che ha dedicato alla mia tesi di laurea.

Ringrazio di cuore i miei genitori che mi hanno fatto sempre sentire il loro sostegno in tutta quest'avventura universitaria permettendomi di portare a termine il mio piano di studi.

Grazie a mia sorella Erika e mio fratello Alessio, sempre presenti per spunti di riflessione e che mi hanno sempre incoraggiato permettendomi di raggiungere questo importante traguardo.

Grazie al gruppo "Gs vezzola", ovvero agli amici di sempre, con i quali ho condiviso questo lungo e faticoso percorso passando momenti semplicemente fantastici. In particolare grazie a mio "fratello" Niko per i preziosi consigli e dritte ricevute e Orla, BB&Brok per i momenti di svago.

Grazie a Cappi&Maik, senza i quali probabilmente sarei già laureato da un pezzo ma... ci siamo divertiti!

Grazie al gruppo "Colazione" Gianni&Acco con i quali ho sempre trovato ottimi argomenti di confronto e di discussione costruttiva nonché un costante sostegno.

Grazie al gruppo "La Canolese" e "Hogs", compagni di squadra strepitosi che mi hanno permesso di svagare nei momenti più difficili di questo percorso.

Grazie a tutti gli amici, quelli nuovi e quelli ritrovati, a chi purtroppo non c'è più, e a quelli del gruppo "Convergente" che mi hanno supportato e sopportato in tutti questi anni.

Infine il ringraziamento più importante lo voglio dedicare a Gloria, compagna di vita, la quale oltre a stimolarmi a finire gli studi, è sempre stata al mio fianco e i cui consigli e presenza sono stati di fondamentale importanza, permettendomi di concludere al meglio questa esperienza. GRAZIE.

BIBLIOGRAFIA

1. Strategia Energetica Nazionale: per un'energia competitiva e sostenibile (Ministero dello Sviluppo Economico)
Internet: <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/>
2. “Caratteristiche petrofisiche della roccia serbatoio” Enciclopedia degli Idrocarburi – Volume III Nuovi Sviluppi: energia, trasporti, sostenibilità (Treccani)
3. “Perforazione e completamento dei pozzi” Enciclopedia degli Idrocarburi – Volume III Nuovi Sviluppi: energia, trasporti, sostenibilità (Treccani)
4. “Impianti di trattamento del gas prodotto” Enciclopedia degli Idrocarburi – Volume III Nuovi Sviluppi: energia, trasporti, sostenibilità (Treccani)
5. “Trasporto di gas naturale via mare” Enciclopedia degli Idrocarburi – Volume III Nuovi Sviluppi: energia, trasporti, sostenibilità (Treccani)
6. Testo Coordinato del decreto-legge 12 Settembre 2014, n. 133 Capo IX, Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana
Internet: <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/11/11/14A08767/sg>
7. BEN – Bilancio Energetico Nazionale (Ministero dello sviluppo Economico)
Internet: <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/ben.asp>
8. Eni
Internet: www.eniscuola.net <http://www.eni.com>
9. OLT Offshore Toscana
Internet: <http://www.oltoffshore.it/il-terminale/limpianto/>

10. GNL Italia

Internet: <http://www.gnlitalia.it/it/index.html>

11. Terminale Adriatic LNG

Internet: <http://www.adriaticlng.it/>

12. Rigassificatore OLT Offshore Toscana

Internet: <https://www.eon-italia.com/it>

13. Kobe Steel's Intermediate fluid vaporizers used in floating LNG receiving terminal in Italy

Internet:

http://www.kobelco.co.jp/english/machinery/products/ecmachinery/lng/fsru_italy.html

14. Compressed Natural Gas Carrier Design

Internet: <http://www.marinetalk.com/articles-marine-companies/art/Compressed-Natural-Gas-Carrier-Design-ABS00492815TU.html>

15. World Oil and Gas Review 2014 (Eni)

Internet: http://www.eni.com/it_IT/azienda/cultura-energia/world-oil-gas-review/world-oil-gas-review-2014.shtml

16. Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo (Cassa depositi e prestiti)

17. Descrizione del terminale di GNL e della sua Gestione (SNAM rete gas)

Internet:

http://www.snamretegas.it/it/anni_termici/business/gnl_italia/pdf/codice_rigassificazione/02_descrizione_terminale.pdf

18. Tesi di laurea Magistrale in Ingegneria chimica e dei processi industriali: Analisi del rischio nei terminali di rigassificazione Offshore (Munarini Greta 2011, Università di Padova)

19. Il Possibile ruolo del GNL nella liberalizzazione del mercato europeo del gas naturale (Seminario IEFE, 2009)

20. Gruppo Hera
Internet: <http://www.gruppohera.it/>

21. Piano 20-20-20: il pacchetto clima – energia
Internet: <http://www.reteclima.it/piano-20-20-20-il-pacchetto-clima-energia-20-20-20/>

22. BP Statistical Review 2014
Internet: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/statistical-review-downloads.html>

